

PETROTECNIA

iAPG
3 | 14

Revista del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas | ISSN 0031-6598 | AÑO LV | JUNIO 2014

El desarrollo del *tight* en la Argentina



Media sponsor de:





Compromiso con el país. Hoy y siempre.

- Somos la segunda productora de hidrocarburos del país, presente en las principales cuencas de la Argentina: Golfo San Jorge, Neuquina, Noroeste y Austral. Generamos trabajo para más de **11.000 familias**.

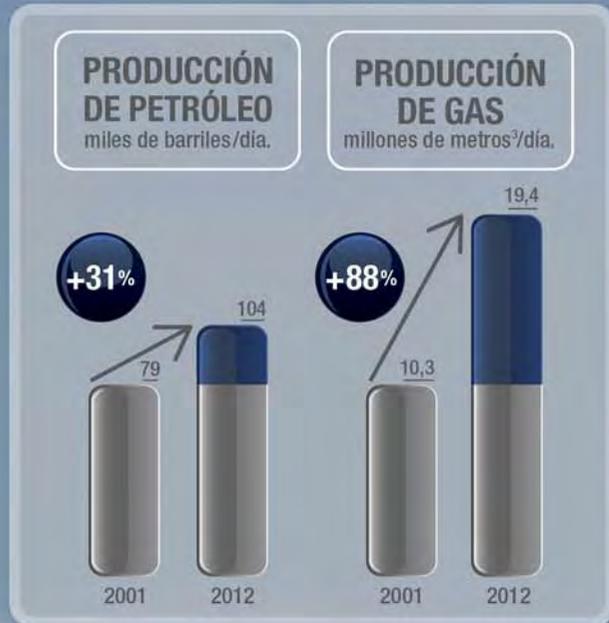
- **Siempre creímos en el país.** Desde 2001, somos la empresa que más ganancias reinvertió en la Argentina. Fueron 8.500 millones de dólares en los últimos 11 años y van a ser otros 1.250 millones de dólares más en 2013.

- Esa vocación por crecer nos llevó a aumentar un **31% nuestra producción de petróleo y un 88% la de gas.**

- La misma vocación que nos lleva a desarrollar **59 programas sociales** que atienden las necesidades de **82.000 argentinos.**

- Desde 2005, desarrollamos el Programa Pymes, el único de índole privada que brinda capacitación y asistencia técnica gratuita a más de **180 empresas** de Chubut y Santa Cruz. Este año se suman empresas de Salta y Neuquén.

**Esto es lo que siempre hicimos y lo que seguiremos haciendo.
Porque cuando crecemos, crece también la Argentina.**



**Pan American
ENERGY**

Más que petróleo

www.panamericanenergy.com



Hemos dedicado este número de *Petrotecnia* a la explotación del gas natural que se encuentra en arenas compactas o *tight sands*, algo que hoy, comparado con la gran difusión que se le da a la explotación de Vaca Muerta, aparece como con bajo perfil. Ambos entran en la categoría de los no convencionales.

Consideramos apropiado recordar que la producción de gas proveniente del *tight* ya lleva varios años en el país, y su producción ha conseguido hacer importantes aportes a la oferta de gas natural; las autoridades del Neuquén, una provincia hidrocarburífera por excelencia, estiman que el 10% de su producción proviene del *tight*.

Se trata de una opción tan atractiva como el gas que se encuentra en formaciones de esquistos, como es el caso mencionado de Vaca Muerta, donde también se requiere de alta tecnología para su explotación y enfrenta los mismos problemas de costos.

En este número recordamos en qué consiste, con una breve introducción sobre las arenas compactas, la técnica de perforación y completación de estos pozos; y hacemos foco en el agua y en la arena, para pasar a un balance oficial con el número de pozos no convencionales registrados hasta hoy en la cuenca neuquina.

En el ámbito internacional, a través de una serie de notas de análisis geopolítico, *Petrotecnia* ofrecerá un panorama de cómo cambian los factores de interés entre los grandes productores y los grandes consumidores; en esta ocasión, visitaremos la caída de la influencia de la OPEP, aquel grupo de países capaces de preocupar al mundo con sus decisiones sobre las cantidades a producir.

Una nota sobre la concientización colectiva en cuanto a conocimientos acerca del abastecimiento energético completa las notas técnicas.

Describimos abundantemente la actividad empresarial e institucional del IAPG, que en estos días celebró su 2° Congreso de Integridad en Instalaciones en el *Upstream* y *Downstream* de Petróleo y de Gas, cuyos trabajos más sobresalientes, así como sus conclusiones, publicaremos en el próximo número.

¡Hasta entonces!

Ernesto A. López Anadón



Sumario



Tema de tapa | El desarrollo del *tight* en la Argentina

08 Estadísticas

Los números del petróleo y del gas
Suplemento estadístico

Tema de tapa



10

■ **Tight, el no convencional de bajo perfil**

Por *Guisela Masarik*

Una breve revisión sobre cómo evolucionó el tratamiento que se dio en la Argentina al *tight*, el hidrocarburo proveniente de las arenas compactas, desde su desarrollo en el país.



14

■ **Introducción al *tight gas***

Por *Ing. Alberto Julio Blanco Ybáñez* (AB Energy Argentina S.L.) y *Dr. Tech. Ing. Julio Vivas Hohl* (GEMAT y AB Energy Argentina).

En momentos en que de lo que más se habla es de no convencionales, con acento en el *shale gas*, o en la recuperación asistida de los yacimientos maduros, *Petrotecnia* vuelve sobre el *tight gas*, que viene colaborando en un alto porcentaje de la producción actual.



26

■ **La saturación de agua y los límites del reservorio en escenarios *tight*. Modelos y mediciones**

Por *Marcelo A. Crotti* (Inlab S.A.).

La presión anómala de los reservorios *tight* indica que no están equilibrados con su entorno y, extendiendo las condiciones de no equilibrio hidrostático al propio reservorio, se puede explicar la mayor parte de las propiedades no convencionales. Con este modelo se puede describir, entre otras, las siguientes características típicas de estas acumulaciones. Se detalla también una metodología de laboratorio diseñado para medir la saturación de agua y se analizan modelos alternativos propuestos en la literatura especializada.



44

■ **Completaciones en yacimientos de *tight gas***

Por *Fernando Barbalace, Víctor Vistoso, Edgardo Alfaro, Darío Buzaglo* (Petrobras).

El presente trabajo, seleccionado en el 1° Congreso Latinoamericano y del Caribe de Perforación, Terminación, Reparación y Servicio de Pozos de 2012, tiene por objetivo mostrar la metodología de completación de pozos, utilizada en Río Neuquén en las formaciones *tight gas* de Lajas y Punta Rosada.



56

■ **Informe anual de producción no convencional de petróleo y de gas en la Provincia del Neuquén**

Por *Nicolás Gutiérrez Schmidt* y *Cecilia Lauri* (Dirección de Estudios, Dirección Gral. de Información y Estudios de la Dirección Provincial de Hidrocarburos).

Un informe actualizado a marzo último con la producción no convencional correspondiente a los reservorios de *tight gas* y de *shale oil* y *shale gas* en la provincia.



66

■ **Arenas, más allá del acatamiento a las normas**

Por *Victoria Florencia Peñaranda* (Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Cuyo).

Tutor: *Enrique Lanza*.

La arena es el agente de sostén imprescindible para realizar la estimulación hidráulica en el desarrollo de no convencionales; por el momento la oferta en la Argentina es exigua, si bien hay

numerosas investigaciones en marcha. En este trabajo, premiado por la *Society of Petroleum Engineers* (SPE) de Argentina, se plantean las especificaciones que debe cumplir la arena, los ensayos más relevantes que se realizan en el control de calidad de agentes de sostén y los límites con los cuales se trabaja, según especificaciones de la norma API 19C.

Notas técnicas



82

■ A 40 años del embargo, cae la influencia de la OPEP en el mercado petrolero

Por Lic. y Ctdor. Leandro Del Regno.

A cuatro décadas del fin del embargo de petróleo árabe que paralizó al mundo e hizo tambalear a las economías más poderosas, la geopolítica ha cambiado.



88

■ La concientización colectiva sobre el problema energético como sustento de la eficiencia

Por Adela Hutin, Marcelo Turchetti, Juan Montesano y María Cristina Zarrabeitia, y colaboración de Francisco Sassi Torioni.

Cómo las sucesivas encuestas realizadas entre estudiantes universitarios por el Grupo de Bioenergía de la UCA revelan que el desconocimiento y desinformación sobre el tema energético no ha cambiado de 2009 a 2013.

Actualidad



94

■ Abastecimiento de energía suficiente, seguro y sostenible para 2035. Previsiones de BP Energy Outlook 2012-2035

Por Eugenia Stratta.

Las previsiones de demanda y oferta energética del último informe del BP Energy Outlook.

Actividades



98

■ Congresos y Jornadas. Los que se fueron. Los que vendrán

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

104 **Novedades de la industria**

114 **Novedades del IAPG**

120 **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)

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

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

Staff

Director: Ernesto A. López Anadón

Editor general: Martín L. Kaindl

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

Asistentes del Departamento de Comunicaciones y Publicaciones:

Mirta Gómez y Romina Schommer

Departamento Comercial: Daniela Calzetti y María Elena Ricciardi

publicidad@petrotecnica.com.ar

Estadísticas: Roberto López

Corrector técnico: Enrique Kreibohm

Comisión de Publicaciones

Presidente: Eduardo Fernández

Miembros: Jorge Albano, Daniel Rellán, Víctor Casalotti, Carlos Casares, Carlos E. Cruz, 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 LV N° 3, junio de 2014

ISSN 0031-6598

Tirada de esta edición: 3.300 ejemplares

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

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

Aderida a la Asociación de Prensa Técnica Argentina.

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

© Hecho el depósito que marca la Ley 11.723.

Permitida su reproducción parcial citando a *Petrotecnica*.

Suscripciones (no asociados al IAPG)

Argentina: Precio anual - 6 números: \$ 580

Exterior: Precio anual - 6 números: US\$ 250

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

Informes: suscripcion@petrotecnica.com.ar

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



Premio Apta-Rizzuto

- 1° Premio a la mejor revista técnica 1993 y 1999
- 1° Premio a la mejor revista de instituciones 2006
- 1° Premio a la mejor nota técnica 2007
- 1° Premio a la mejor nota técnica-INTI 2008
- 1° Premio a la mejor nota técnica-INTI 2010
- 1° Premio a la mejor nota técnica-CONICET 2011
- 1° Premio a la mejor nota científica 2010, 2011
- 1° 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° Accésit 2010, 2011, notas de bien público
- 2° Accésit 2010, en el área de revistas pertenecientes a instituciones

Comisión Directiva 2014-2016

CARGO

Presidente
Vicepresidente 1°
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.
PETROBRAS ARGENTINA S.A.

AXION ENERGY ARGENTINA S.R.L.
TRANSPORTADORA DE GAS DEL SUR S.A. (TGS)
GAS NATURAL BAN S.A.
TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A. (TGN)
PAN AMERICAN ENERGY LLC. (PAE)
CHEVRON ARGENTINA S.R.L.
TOTAL AUSTRAL S.A.

TECPETROL S.A.
PLUSPETROL S.A.
CAPSA/CAPEX - (COMPAÑIAS ASOCIADAS PETROLERAS S.A.)
METROGAS 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
CAMUZZI GAS PAMPEANA S.A.
DISTRIBUIDORA DEL GAS DEL CENTRO-CUYO S.A. (ECOGAS)
HALLIBURTON ARGENTINA S.A.
GASNOR S.A.
ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A.
LITORAL GAS S.A.
A- EVANGELISTA S.A. (AES)
BAKER HUGHES COMPANY ARGENTINA S.R.L.
SOCIO PERSONAL
PALMERO SAN LUIS S.A.
CESVI ARGENTINA S.A.

Titular

Ing. Ernesto López Anadón
Dr. Gonzalo Martín López Nardone
Ing. Ronaldo Batista Assunção

Sr. Hernán Trossero
Cdr. Javier Gremes Cordero
Ing. Horacio Carlos Cristiani
Ing. Daniel Alejandro Ridelener
Ing. Rodolfo Eduardo Berisso
Ing. Ricardo Aguirre
Sr. Jean Marc Hosanski

Cdr. Gabriel Alfredo Sánchez
Ing. Juan Carlos Pisanu
Ing. Sergio Mario Raballo
Lic. Marcelo Nuñez
Sr. Horacio Cester
Ing. Daniel Néstor Rosato

Ctdor. Gustavo Albrecht
Dr. Santiago Marfort
Ing. Guillermo Héctor Noriega
Ing. Miguel Angel Torilo
Ing. Abelardo Gallo
Ing. Adolfo Sánchez Zinny
Ing. Daniel Omar Barbería
Sr. Jorge Sgalla
Ing. Eduardo Michieli
Ing. Juan José Mitjans
Sr. Enrique Jorge Flaiban
Lic. Fernando Rearte
Lic. Rodolfo H. Freyre
Ing. Claudio Aldana Muñoz
Ing. Ricardo Alberto Fraga
Ing. Alberto Francisco Andrade Santello
Lic. Federico Medrano
Ing. Carlos Alberto Vallejos
Sr. Marcelo Horacio Luna
Ing. Gustavo Eduardo Brambati

Alterno

Sra. Silvana Oberti
Dr. Diego Saralegui

Ing. Daniel A. Santamarina
Ing. Daniel Alberto Perrone
Ing. Martín Yañez
Sr. José Alberto Montaldo

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

Sr. Dardo Oscar Bonín
Ing. Julio Shiratori
Lic. Gustavo Oscar Peroni
Lic. Roberto Gargiulo
Ing. Daniel N. Blanco
Lic. Mariano González Rithaud
Sr. Jorge Meaggia
Ing. Ignacio Javier Neme
Ing. Gustavo Rafael Mirra
Ingr. Gerardo Francisco Maioli
Ing. Jorge Ismael Sánchez Navarro
Lic. Roberto Meligrana
Cont. Daniel Rivadulla
Lic. Miguel Guillermo Euwe
Ing. Jaime Patricio Terragosa Muñoz
Dr. Hernán Flores Gómez
Ing. José María González

LA ENERGÍA
DE CADA UNO DE NOSOTROS
PUEDE LOGRAR
EL SUEÑO DE UN PAÍS.

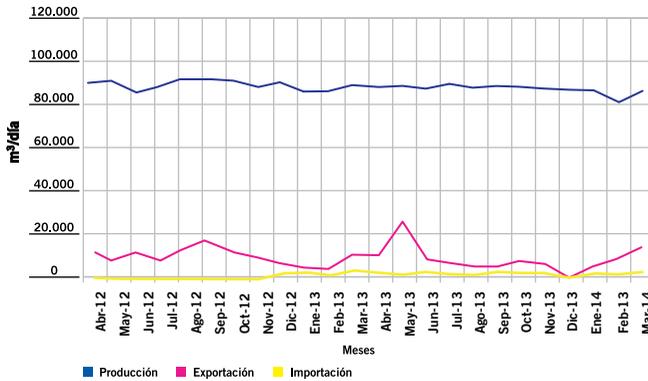


LOS NÚMEROS DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

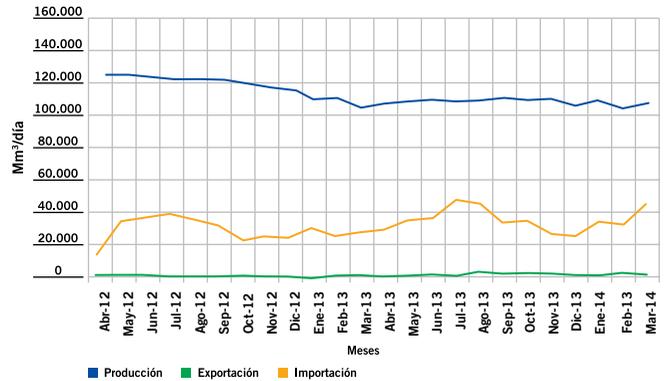


www.foroiapg.org.ar
Ingrese al foro de la industria del petróleo y del gas

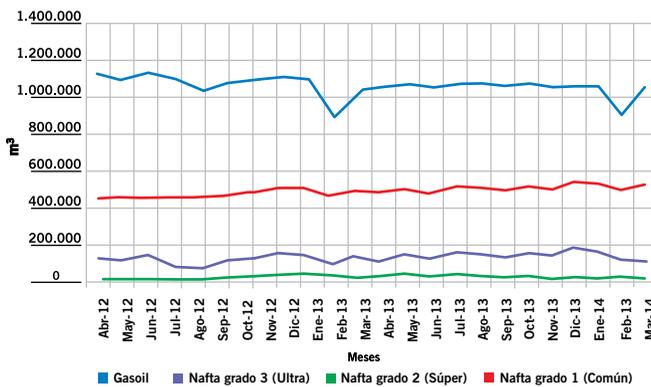
Producción de petróleo vs. importación y exportación



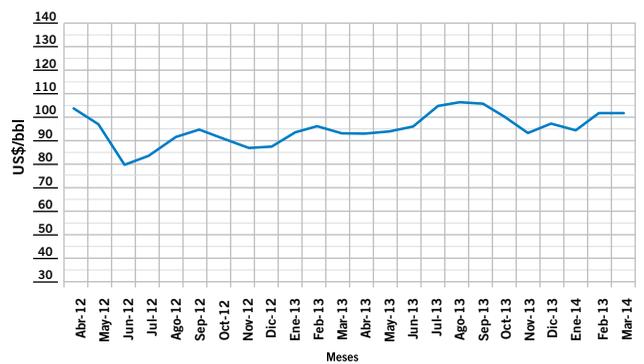
Producción de gas natural vs. importación y exportación



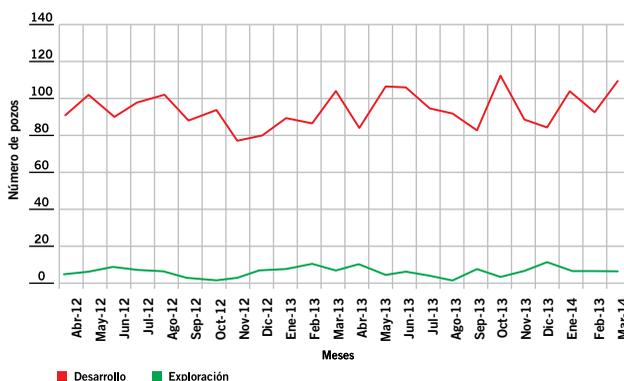
Ventas de los principales productos



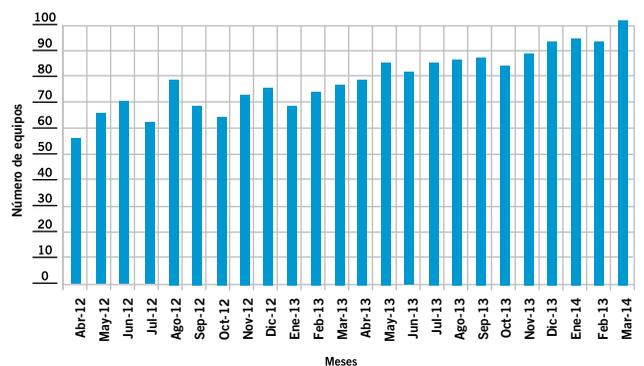
Precio del petróleo de referencia WTI



Pozos perforados



Cantidad de equipos en perforación



Nuestro desafío

es llevar todos los días a más gente la energía necesaria a precios adecuados. Eso nos obliga a inventar y desarrollar soluciones que concilien las necesidades de hoy con las necesidades de mañana. Para lograrlo, el Grupo Total ha adoptado una política de Desarrollo Sostenible que apunta a optimizar el uso de las reservas, mejorar la seguridad y el medio ambiente en nuestras operaciones así como la calidad de nuestros productos, estudiar el uso de energías alternativas y ayudar a desarrollarse a las comunidades en donde operamos.

Para todo ello nuestra energía es inagotable.

www.total.com



Total Austral, más de 30 años en Argentina



Tight

el no convencional de bajo perfil

Por **Guisela Masarik**
Editora de *Petrotecnia*

Una breve revisión sobre cómo evolucionó el tratamiento que se dio en la Argentina al *tight*, el hidrocarburo proveniente de las arenas compactas, desde su desarrollo en el país.

La producción de *tight gas* se instaló en el país hace algunos años con un perfil más bajo que el *shale gas* en la actualidad y fue logrando resultados que, a grandes rasgos, *Petrotecnica* busca resaltar en este número. Comenzaremos con un poco de historia.

Cuando en el 2009 el IAPG organizó las primeras Jornadas de Evaluación y Desarrollo de Reservorios *Tight* (*tight sands*), el desarrollo de *tight gas*, tal como se conoce en la industria al gas proveniente de las arenas compactas (*tight sands*), era incipiente y no se hablaba de los recursos “no convencionales” con la característica de “boom” con que se trata el tema hoy.

Para poner en contexto, según planteaban los organizadores de esas Jornadas, hace cinco años también se hablaba de la declinación mundial de la producción y el incremento continuo de la demanda de hidrocarburos, que hacían que la explotación de gas de fuentes no convencionales fuera el gran desafío para la industria argentina, por entonces fuertemente sustentada en los reservorios convencionales, cuyo agotamiento era previsible.

En aquel primer congreso, se hizo hincapié en las experiencias recogidas, en el mundo y parcialmente en la Argentina, y en las posibilidades concretas de poder llevar adelante ese tipo de proyectos. Los trabajos presentados en aquel momento apuntaban sobre todo a la geología local y a la experiencia norteamericana que se podía aplicar.

Se sabía ampliamente que las *tight sands*, por su menor permeabilidad y porosidad, requerían de una explotación más costosa y terminaciones más complejas, con tecnología más sofisticada, y se advertía que “la producción de estos reservorios implicará un esfuerzo de sinergia importante entre los distintos actores que intervienen en todas las fases de desarrollo, desde la comprensión del mecanismo de los reservorios, pasando por la incorporación de tecnología hasta el análisis económico y financiero exhaustivo de las inversiones a realizar”.

Aunque aún la oficina estadounidense de información energética, *EIA* (*Energy Information Administration*) no se había expedido con anuncios tan importantes como los que ubican a nuestro país en lo más alto del ranking de recursos de *shale*, los organizadores de las Jornadas de 2009 ya decían que “es deseable que las importantes recursos y su potencial a largo plazo, sustentadas por precios de gas atractivos, convierten al gas de arenas compactas en uno de los baluartes del futuro energético mundial”. Fue en aquel momento que uno de los expositores presentó un trabajo en el que se concluía que había recursos similares a “al menos, dos Loma La Lata” en la provincia del Neuquén de *tight sand gas*.

Más adelante, en el 2011, se efectuaron las Jornadas de Producción, Transporte y Tratamiento de Gas, desarrollado en Neuquén, bajo el lema “El desafío del gas no convencional”. Allí se concentraron en un actor que ya empezaba a tener importancia: el *tight gas*, y otro que estaba naciendo, el *shale gas*. Las principales operadoras y compañías de servicios expusieron sobre los proyectos en marcha, así como los equipamientos y tecnologías especiales que exigen estos yacimientos. Se habló también de la necesidad de contar con precios de referencia para explotar estos recursos y los desafíos de todo tipo que enfrentaría este desarrollo de reservorios no convencionales.

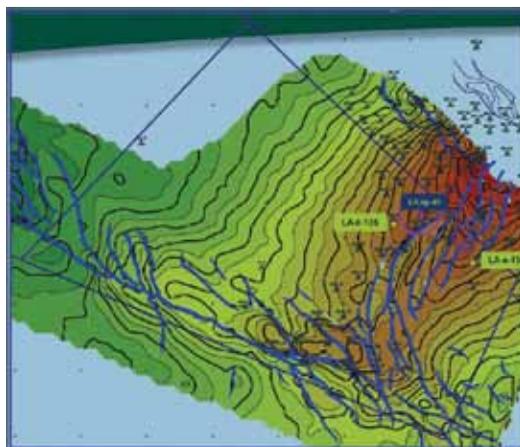
En dicho evento, se realizó la mesa redonda “*Tight gas - Shale gas*: políticas en desarrollo”, con panelistas como el Dr. Miguel Hassekief (por entonces Director Nacional de Exploración, Producción y Transporte de Hidrocarburos) y el Lic. Héctor Mendiberri (en aquel momento, Subsecretario de Hidrocarburos y Minería de Neuquén). Esta mesa resultó especialmente importante a partir de los datos aportados por el Dr. Hassekief, que aseguró que por aquel momento ya existían casi 9MMm³/día de gas provenientes de 50 proyectos aprobados de Gas Plus (entre los cuales están incluidos los proyectos de *Tight*), con una inversión comprometida de 4.200 MMU\$. Otros datos destacados fueron sobre el potencial de recursos de Neuquén en *tight gas* y *shale gas*, el cual, según informes de la Subsecretaría de Hidrocarburos y Minería, ronda los 321 tcf.

Y fue allí que se presentó información acerca de que la necesidad de agua para la masificación de las fracturas hidráulicas era ínfima, si se compara con los considerables caudales de los ríos de la región que terminan desembocando en el mar, como aseguró Mendiberri.

Llegando al año 2012, en el número de *Petrotecnica* dedicado a los recursos no convencionales, en pleno boom de anuncios sobre el fenómeno del otro no convencional, el *shale*, se avisaba: “Lo concreto hoy es el *tight gas*”. En efecto, aún no estábamos en la etapa actual en que el *shale gas* comienza a ser una realidad, y hasta entonces el *tight* era lo más concreto que se tenía a mano.

Hoy, un lustro después de aquellas primeras jornadas de 2009, varios congresos del IAPG y de otras instituciones, se ha sucedido, y se ha desarrollado una experiencia local importante; no se habla más de análogos de EE.UU. para hablar directamente de la experiencia local.

Ya en plena producción de los recursos de arenas compactas (*tight sands*), lo que interesa sobre la temática ya hila mucho más fino: de general se ha pasado a particular, a cómo optimizar cada reservorio y a la mejora continua, buscando reducir los costos de perforación y terminación. Esto último, en conjunto con mejores precios de venta del gas dados por los Programas de “Gas Plus” y “Estímulo a la Inyección de Gas Natural Gas Excedente”, están recién ahora permitiendo pasar a la etapa de masificación. (Ver recuadro en página 13). Falta que estos programas se afiancen en el tiempo dando previsibilidad a la inversión.





La experiencia de las empresas

Petrobras se cuenta entre las primeras empresas que dedicó esfuerzos a los proyectos *tight*, y planea continuar. Según enumeró a *Petrotecnia* Pablo De Diego, Gerente de Reservas y Reservorios, los proyectos comenzaron en 2006 cuando la compañía inició un proyecto piloto con el fin de viabilizar los recursos de *tight gas* existentes en el área de Río Neuquén.

Prosiguió con estudios y pilotos en las Áreas El Mangrullo y Sierra Chata, con el objetivo de incorporar tecnología, en particular la relacionada con la fractura hidráulica. Desde 2008, con la promulgación de la resolución que creó el Programa Gas Plus, se implementaron más proyectos de *tight gas* que permitieron incrementar la producción de gas en la Cuenca Neuquina, y ayudaron a mitigar la declinación de los yacimientos maduros. En la actualidad, la empresa produce más de 2MMm³/día de gas provenientes de reservorios *tight*.

Por su parte, PanAmerican Energy inició proyectos *tight* en 2010, apuntando a los más de 90 pozos actuales.

Ya en octubre último, durante su presentación en el Foro de la Industria de los Hidrocarburos (FIH2013), desarrollado en La Rural junto con la Argentina Oil&Gas 2013, Alejandro Bulgheroni, presidente de Bidas, alabó el rendimiento del *tight* y dijo que en estos proyectos focalizarían la inversión allí.

Poco más tarde, Oscar Prieto, CEO de PAE, anunciaba para 2014 unos 38 pozos más de *tight gas* en Lindero Atravesado, en las inmediaciones de Loma La Lata; anunció la intención de producir *tight gas* en la Fm Los Molles, estiman-

do que se producirán 3 MMm³/día, y no descartó ampliar el número de equipos de perforación: “En caso de obtener indicadores favorables, lanzaremos la perforación de otros 50 pozos en el área”, indicó Prieto a la prensa.

Hacia esas mismas fechas, en la primera jornada de la industria organizada por la Escuela de Postgrado de Ingeniería de la Universidad Austral, el vicepresidente de ventas de Gas Natural de PAE señaló que para alcanzar más rápidamente la oferta de gas necesaria el *tight* tiene “costos unitarios menores al *shale*”, tal y como ha pasado en los Estados Unidos, “que primero aprendió del *tight* y después, del *shale*”.

Otro aspecto al que siempre se apunta desde estas páginas es el de compartir la información, “que es escasa y no se comparte abiertamente entre los distintos operadores”, como señaló Bulgheroni en el marco del FIH2013.

Recordó que “es fundamental tener presente un paradigma que a veces se olvida: de los errores se aprende tanto o más que de los aciertos”, por lo que además de “regulaciones eficientes a nivel nacional y provincial, se debe implementar capacitación y alianzas entre empresas”.

Y mirando qué hace la mayor operadora del país, YPF, respecto del *tight*, la empresa ha comunicado que se han perforado 20 pozos en Sierra Barrosa, y hoy extraen de allí 2,8 MMm³/día, un 8% de su producción total de gas, aprovechando además el precio de extracción de u\$s 7,5 por Mbtu. “Tenemos todas las condiciones para acelerar el desarrollo”, ha repetido el CEO de la empresa, Ing. Miguel Galuccio, y anunció que la empresa prevé perforar 60 pozos más en los próximos dos años; siempre de acuerdo a sus comunicados, también se prevén 17 pozos

de *tight gas* a través de acuerdos con empresas en Rincón del Mangrullo, en una primera fase, y avanzar con 15 más a futuro.

Recientemente han anunciado hallazgos en el sur de Mendoza; hallazgos que, de confirmarse, incrementarían en un 10% las reservas de hidrocarburos de la provincia, según la empresa.

La lista de empresas es mucho más amplia. Visto desde las provincias, en declaraciones recientes, el gobernador de Neuquén, Jorge Sapag, ratificó que “a la fecha, el 10% del gas proviene de los recursos no convencionales; esta nueva era histórica en el gas y en el petróleo debe consolidarse con millonarias inversiones”.

Conclusiones

Actualmente, aun con la creciente cantidad de pozos de *shale* poblando cada vez más el horizonte de Vaca Muerta o Los Molles, el *tight* es una opción sólida. “El declino de los grandes yacimientos puede ser compensado si se direccionan más equipos a *tight gas*”, estiman los analistas por estos días.

En suma, desde los inicios de su producción en la Argentina, el *tight gas* es un recurso no convencional que ha avanzado con un perfil bajo pero a paso firme; si los precios de gas se sitúan en valores “razonables” y hay “previsibilidad en el cobro”, es de esperar que esta producción se incremente en forma significativa. ■

La importancia de los Planes de Gas

En el año 2008, el Gobierno Nacional creó un programa denominado “Gas Plus”, para promover la producción de gas natural. Incluía incentivos de precios en valores en boca de pozo para la producción. Según se lee en la Resolución 24/2008, “Es menester implementar un mecanismo de incentivos que fomente las inversiones necesarias para incrementar la producción gasífera del sector privado, en exploración y desarrollo de nuevos prospectos gasíferos sobre la base del aumento de producción e incremento de reservas, como consecuencia de inversiones en explotaciones nuevas que presuponen mayores desembolsos financieros en áreas sin explotación, áreas en explotación con características geológicas particulares (*tight gas*) y/o aquellas áreas que no se encuentran en producción desde el año 2004 o que, encontrándose en producción, le adicionan a dicha producción la correspondiente a nuevos yacimientos”.

A comienzos del 2010, la Secretaría de Energía tenía aprobados 12 proyectos de exploración y puesta en producción de Gas Plus en las provincias de Río Negro, Neuquén y Salta. Hacia noviembre de 2011, el director nacional de Exploración, Explotación y Transporte de Hidrocarburos, Miguel Hassekieff, señaló que ya se producían 9 millones de metros cúbicos de gas por día bajo ese plan y que había 50 proyectos aprobados.

“El programa Gas Plus fue un éxito porque por fin había un incentivo, que permitía aportar nuevo gas al sistema”, asegura a *Petrotecnia* el ex director nacional de Exploración, Explotación y Transporte de Hidrocarburos, Miguel Hassekieff, encargado de implementar el programa.

Y explicó que “independientemente de los beneficios por la promoción del precio, como muchas empresas querían buscar extraer gas, eso traccionó a nuevas tecnologías, es decir que la necesidad de incrementar el volumen de hidrocarburo obligó a las empresas a incursionar en nuevas experiencias tecnológicas e incorporar más personal y darle mayor capacitación”.

Con una mirada retrospectiva, Hassekieff, hoy a cargo de la implementación de la Resolución 318 sobre normas y procedimientos a los que deberán ajustarse los permisionarios de exploración y los concesionarios de explotación de hidrocarburos líquidos y gaseosos, reflexiona que “la experiencia fue positiva, porque las inversiones que se necesitan son cuantiosas y el desarrollo no es rápido sino a mediano y largo plazo, pero sin duda es el único futuro posible para remontar el déficit energético en los próximos años”.

“Gas Plus fue una suerte de punta de lanza para los no convencionales, ya que un porcentaje muy importante de los proyectos presentados eran de *tight gas* y de *shale gas* –aseguró–. El gran aporte de Gas Plus a la producción fue un mejor esquema de precio mejorado por el esfuerzo económico diferencial que tenían las empresas, y los volúmenes alcanzados superaron en más de 14 m³/día lo planeado”. Y concluyó: “es decir, que con un incentivo que permitiera un precio razonable, las empresas respondieron”.

Hace aproximadamente un año, el Gobierno creó un nuevo plan, denominado “Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural”, mediante Resolución 1/2013, con una característica interesante: por la curva denominada excedente se paga 7,5 USD/MMbtu (la base promedio de venta estaba en 2,4-2,70 USD/MMbtu); el procedimiento era negociar una curva base sobre la cual se paga este último valor y sobre el incremental, se paga el primero. Si no se cumplía con la producción base, se debía pagar un valor de aproximadamente 16 USD/MMbtu sobre la producción faltante. En este plan ingresaron principalmente las empresas grandes y pocas medianas/chicas. El Gas Plus se aplica a los proyectos, en cambio este programa de estímulos es a partir de la producción de la compañía.

En noviembre de 2013, con la sanción de la Resolución 60/2013, se creó el segundo plan denominado “Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida”. Este plan tiene características similares al anterior, solo que ahora estaba orientado a empresas medianas a chicas; si la empresa proyectara no hacer nada, cobraría el mismo precio que hasta ahora, pero en la medida en que invierta por ese excedente, cobraría precios que van subiendo desde 4 hasta 7,5 USD/MMbtu. Este plan está vigente desde enero de 2014 y durará 4 años con opción a uno más.



Miguel Hassekieff (centro) junto a Héctor Mendiberri (ex Director de Hidrocarburos de Neuquén) y Jorge Buciak (ex Presidente de la Comisión de Producción del IAPG) en la mesa redonda “*Tight gas, shale gas* políticas en desarrollo” durante las Jornadas de Producción, Tratamiento y Transporte de Gas de 2011.

Introducción al *Tight Gas*

Por **Ing. Alberto Julio Blanco Ybáñez**
(AB Energy Argentina S.L.)
y **Dr. Tech. Ing. Julio Vivas Hohl**
(GEMAT y AB Energy Argentina)

En momentos en que de lo que más se habla es de los no convencionales, con acento en el *shale gas*, o en la recuperación asistida de los yacimientos maduros, *Petrotecnia* vuelve sobre el *tight gas*, que viene colaborando en un alto porcentaje de la producción actual.

Se denominan “*Tight gas*” a formaciones de arenas masivas productoras de hidrocarburos de muy baja permeabilidad; aunque la misma definición cabe para reservorios de carbonatos de similares características. Este tipo de reservorios suele considerarse “no convencional”, ya que su desarrollo requiere mayor esfuerzo intelectual y técnico.

Usualmente, son productores de gas seco, aunque pueden producir también petróleo liviano de baja densidad, si bien en este último caso la recuperación económica del fluido requiere de grandes inversiones y no siempre resulta rentable en el largo plazo. Para desarrollar esta publicación, se considerará el caso de “*Tight gas*” solamente.

Este tipo de reservorios comenzó a explotarse en los años ‘70 del siglo pasado. Debido a su baja permeabilidad, para una recuperación rentable requería de costosas fracturas hidráulicas que a su vez exigían créditos impositivos por parte del gobierno de Estados Unidos, ya sea estatal o federal, para compensar en forma parcial los altos costos de explotación. Así, la definición de “*tight*” es más política que petrofísica o geológica. De acuerdo a ello, se define como “*Tight Gas Reservoir*”: “Todo aquel reservorio de gas cuya permeabilidad promedio estimada sea menor a 0.1 md”.

Actualmente, esta definición es mucho más compleja, ya que se involucran también factores económicos, y no solo las características petrofísicas.

Así, no existe un reservorio típico de “*Tight gas*”. El mismo puede ser profundo o somero, de alta o baja presión, de alta o baja temperatura, homogéneo o fisurado, extendido o lenticular y puede contener, o no, múltiples capas productivas.

Introducción

En general, un pozo vertical perforado a través de este tipo de formaciones debe ser estimulado exitosamente para permitir la producción de gas a caudales y volúmenes comerciales. Usualmente, se requiere una fractura hidráulica muy grande. En aquellos reservorios fisurados puede utilizarse la alternativa de perforar un pozo horizontal de gran extensión (*Extended reach horizontal well*) o realizar extensiones multi-laterales para mejorar el área de contacto entre pozo y reservorio. No obstante, en la mayoría de estos casos, se necesitan realizar fracturas hidráulicas.

Normalmente, para el adecuado desarrollo de estos reservorios, se requiere un gran equipo multidisciplinario de trabajo que incluya petrofísicos, geólogos e ingenieros. Mucho más grande que el necesario para el desarrollo de un reservorio convencional de mayor permeabilidad.

Desde el punto de vista físico, la ecuación de *Darcy* para flujo radial estable de gas nos muestra la relación entre los diferentes factores que influyen en la producción.

$$q = 7,02 \times 10^{-4} \frac{kh(p^2 - p_{wf}^2)}{\mu Z T \left(\ln 0,472 \frac{r_s}{r_w} + S \right)}$$

Del análisis de la misma, puede inferirse que para que una formación de baja permeabilidad produzca a caudales adecuados económicamente, la formación no solo debe tener una buena presión de reservorio, sino que también debe poseer una buena área de flujo, es decir, o que un pozo muy grande la atraviese, o que sea una roca cuyo es-

pesor productivo sea apreciable. Este es el principal factor que diferencia a una formación rentable de una no rentable. Por eso se habla de “Formaciones masivas”, con un espesor muy grande de roca productiva -usualmente mayor a 50 m verticales- que debe estar expuesto al pozo.

Para conseguir esa gran área de flujo se utilizan diferentes técnicas, a saber:

- Estimulación matricial
- Fractura hidráulica
- Pozo horizontal de gran extensión
- Pozos multilaterales

La utilización de cada una de ellas o de una combinación de dos o más, depende del balance económico entre la inversión (CAPEX) y el resultado productivo.

Además, debe tenerse en cuenta la ubicación geográfica del reservorio, ya que la variación regional de los precios del mercado, tanto para la inversión como para la venta del producto, impactan drásticamente sobre la rentabilidad del proyecto.

El “Triángulo de recursos”

Este concepto fue desarrollado por *Masters* en 1979, y representa una forma muy didáctica y rápida de evaluar cualquier recurso, minero o de otro tipo. El concepto se basa en que los recursos están distribuidos normalmente en la naturaleza. Nos sirve para estimar la inversión que debemos hacer para producir un determinado recurso de acuerdo a su abundancia y condiciones de extracción. La figura 1 representa dicho triángulo, adaptado a los reservorios de gas.

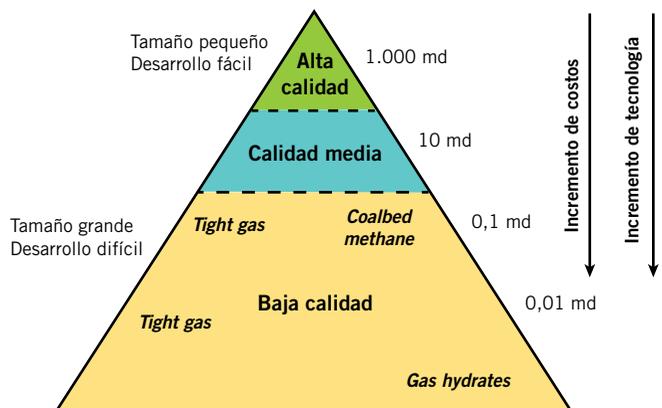


Figura 1. Triángulo de recursos para Gas Natural.

Así, podemos ver que a medida que nos alejamos del vértice superior, adonde el recurso muestra su mejor característica, las propiedades del reservorio desmejoran, incrementándose al mismo tiempo, la inversión necesaria para recuperarlo económicamente. En este caso, la permeabilidad disminuye a medida que nos acercamos a la base. Al mismo tiempo, el volumen bruto del reservorio se incrementa, haciendo que el volumen recuperado estimado sea posiblemente mayor en los peores casos que en los mejores. Por eso es muy importante el cálculo de reservas recuperables en los casos de “*Tight Gas*”. Conociendo el volumen entrampado en los reservorios de buena calidad, es posible estimar el volumen de los de baja calidad.

Esto significa que estos reservorios de baja calidad (baja permeabilidad) requieren de mejores tecnologías y de precios ajustados a este tipo de formación, para que la producción sea económicamente rentable.

Consideraciones del reservorio

Es necesario desarrollar un modelo de reservorio adecuado para poder realizar un óptimo proyecto de producción. Para ello, es necesario recabar y analizar diferentes conjuntos de datos geológicos y corroborarlos a medida que se realiza el desarrollo del campo para optimizar la imagen del mismo.

1. Geología

Los parámetros más importantes desde el punto de vista del "Tight Gas" son los regímenes estructurales y tectónicos, el gradiente térmico regional y el gradiente de presión regional. El conocimiento en detalle de la estratigrafía es esencial para la etapa de planificación del pozo.

2. Continuidad del reservorio

Es el parámetro más difícil de evaluar en este tipo de formaciones. Es de especial importancia estimar la forma del área de drenaje y su extensión. Esto afecta no solo el diseño de cada pozo individual, sino también la ubicación y la extensión de los mismos.

En reservorios de muy baja permeabilidad, alcanzar el estado de producción pseudo-estable (*Pseudo-steady state*), cuando los efectos de barrera comienzan a sentirse (Inicio de la depletación del pozo), puede requerir muchísimo tiempo, quizás años. Luego, una estimación adecuada de las reservas contenidas, es crítica en la etapa de planificación. Es necesario disponer de sólidos y profundos conocimientos para estimar un adecuado estudio de la diagénesis y deposición de las rocas, con el fin de estimar la forma y extensión del reservorio.

Cuando el reservorio tiene continuidad, el área de drenaje está condicionada por la ubicación y número de los pozos perforados, la extensión de las fracturas hidráulicas realizadas y el tiempo de producción.

Si, por el contrario, el reservorio es lenticular o compartimentado, el área de drenaje está limitada por el volumen de cada lenticula o cada compartimiento en particular y no solo por el volumen de la fractura.

3. Tectonismo regional

La actividad tectónica durante la deposición puede afectar la continuidad y morfología del reservorio. Adicionalmente, el campo de esfuerzos horizontales aplicado sobre la roca también se ve afectado, generando fallas y fisuras que influyen en los parámetros de perforación y en la propagación de la fractura hidráulica.



NORPATAGONICA

LUPATECH

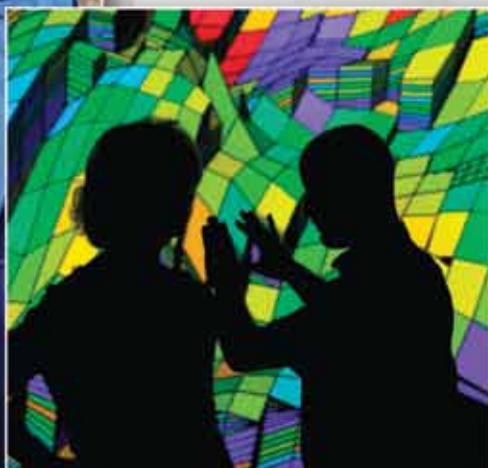
Líderes en la provisión de Servicios, Productos Químicos, Revestimientos Anticorrosivos e Insumos para todas las industrias, en especial la de Oil & Gas.



- » Secados de gasoductos.
- » Pruebas de hermeticidad y resistencia.
- » Dosificación de productos químicos en yacimientos y plantas.
- » Limpieza industrial.
- » Limpiezas mecánicas y/o químicas.
- » Tratamiento de Petróleo, Gas y Agua.
- » Transporte de sustancias peligrosas.
- » Bombeos de alta y baja presión.

LUPATECH FIBERWARE » Revestimiento de cañerías «

Ruta 7 - Parque industrial Neuquén - Neuquén (8300) - Argentina - Tel: + 54 (299) 4413033 - 4413052
E-mail: norpatagonica@lupatech.com / www.norpatagonicaweb.com.ar



Una historia de innovación en ingeniería

Schlumberger ha trabajado en Argentina durante más de 80 años compartiendo sus mejores prácticas y aprendiendo a superar los desafíos de la industria de los hidrocarburos: inclusive los desafíos de los recursos no convencionales. Hoy, continuamos con nuestro compromiso de fomentar la innovación tecnológica para mejorar el rendimiento de nuestros clientes.

Con una inversión de 1200 millones de dólares en investigación y desarrollo en 2012 y 125 centros de investigación e ingeniería en el mundo, Schlumberger sigue dedicada al desarrollo de tecnologías avanzadas que ayuden a sus clientes a enfrentar los desafíos de hoy, de mañana y de los próximos 80 años.

Para más información visite
slb.com

Schlumberger

4. Presencia de capas

Normalmente, este tipo de reservorios se caracteriza por la presencia de varias capas cuasi-paralelas, conformadas por arenas, sedimentos, arcillas (*shales*) y lodos. Este tipo de reservorios debe ser completamente caracterizado, incluyendo las rocas ubicadas fuera de la zona de interés. Todos los datos geomecánicos de las mismas se necesitan para diseñar la fractura con un software 3D y estimar, lo más acertadamente posible, la producción post-fractura.

En general se utilizan núcleos, ensayos de laboratorio, perfiles eléctricos y geológicos (logs), ensayos de pozo, registros de perforación y datos de pozos cercanos.

5. Geomecánica

La gran mayoría de los reservorios “*Tight Gas*” poseen un gran espesor. La fractura debe atravesar verticalmente todos los estratos que la componen. Por lo tanto, el conocimiento ajustado de las propiedades mecánicas de cada tipo de roca contenida dentro y fuera de la zona de interés es esencial para el diseño de una adecuada fractura hidráulica.

El conocimiento del campo de esfuerzos *in-situ*, del Módulo de Young y de la relación de Poisson, son críticos para dicho fin.

6. Distribución de la permeabilidad

Usualmente la distribución de la permeabilidad en las rocas gasíferas contenidas en una cuenca es normal.

Para ilustrar este hecho, en la figura 2 se ve que el comportamiento de la distribución de la permeabilidad para cuatro diferentes cuencas es semejante. En efecto, la permeabilidad media varía en un rango entre 0.03 a 0.08 md, mientras que la media aritmética varía entre 0.2 a 7.4 md. La permeabilidad media es el mejor valor para usar en la estimación del caudal de producción.

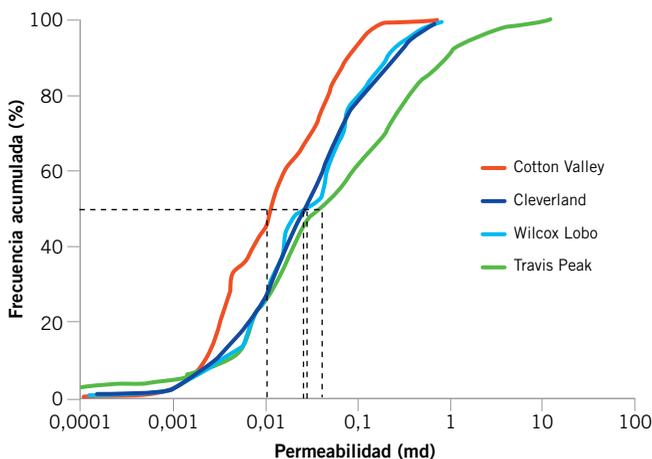


Figura 2. Comparación de la distribución de la permeabilidad para cuatro distintas formaciones de “*Tight Gas*”.

Consideraciones sobre el diseño de la Fractura hidráulica

1. Geomecánica

Cuando se carga un software 3D de fractura con datos, deben introducirse las características mecánicas de todas las rocas de cada capa del reservorio (ver figura 3).

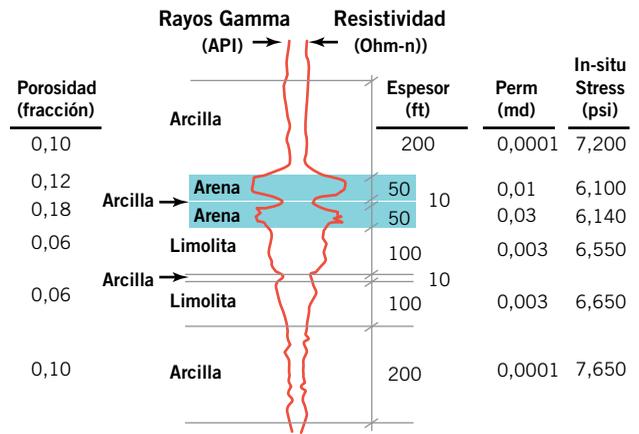


Figura 3. Datos requeridos capa por capa para evaluar la geomecánica de la formación y diseñar el tratamiento de fractura.

Normalmente, la fractura se inicia en la arena y va propagándose verticalmente hasta que encuentra una barrera suficientemente fuerte como para detener la migración vertical e inducir la propagación horizontal.

Usualmente, las arenas sucias (arenas sedimentarias y arcillosas) no constituyen barreras competentes, porque su resistencia es similar a las de las arenas que yacen adyacentes a ellas. En cambio, las arcillas de tipo marino (*Sea Shales*), con un espesor apreciable, suelen tener esfuerzos de confinamiento mayores que las arenas, y pueden detener el crecimiento vertical, constituyendo barreras muy fuertes.

Las capas de carbón (*Coal Seams*) también pueden prevenir el crecimiento vertical, pero estas trabajan por deformación, ya que su Módulo de Young es muy bajo y su relación de Poisson es alta. Como es una roca impermeable, a pesar de presentar una red de fisuras (*Cleats*), el fluido de fractura no puede migrar y así queda confinado, limitando la propagación vertical.

2. Apuntalantes

Desde el punto de vista del diseño de la fractura, cuando enfrentamos una formación de “*Tight Gas*”, lo más importante es proveer un área de flujo gigantesca, más que una buena conductividad. Así, las altas concentraciones de apuntalante no son críticas para el diseño, ni tampoco el efecto “*Tip Screen-Out*” (rotura por flujo concentrado). En todo caso, se puede diseñar una operación con alta concentración (mayor a 6 PPA) en la etapa final, con el objetivo de proveer una óptima interface fractura/*wellbore* (pared del pozo) para evitar problemas de turbulencia cuando el gas atravesase esta zona. Eso sí, el apuntalante utilizado debe ser de excelente calidad, prefiriéndose los cerámicos de alta resistencia, que soporten las presiones de cierre en el largo plazo, alargando la vida productiva del pozo.

3. Fluidos de fractura

Debido a las características de las rocas componentes de la formación “*Tight Gas*”, caracterizada en la mayoría de los casos por un Módulo de Young alto, la fractura generada suele ser larga y angosta. Este hecho hace que la limpieza del canal inducido sea crítica para poder generar una buena conexión entre reservorio y pozo.

Es por ello que el fluido de fractura debe ser lo más limpio posible, minimizando la posibilidad de dejar restos del gel no quebrado en su interior. Además, debe ser económico, amén del alto volumen a utilizar.

AESA

65
Años

CONSTRUYENDO JUNTOS EL FUTURO CON ENERGÍA

INGENIERÍA
FABRICACIÓN
CONSTRUCCIÓN
SERVICIOS

aesa.com.ar

YPFB – Planta Separación de Líquidos Río Grande
Santa Cruz de la Sierra, Bolivia

Bajo esta premisa, los fluidos más idóneos son los espumados o energizados con Nitrógeno (N₂) o Dióxido de carbono (CO₂). El parámetro que determina el uso de una u otra opción es la profundidad del pozo y la calidad de espuma. A mayor calidad de espuma, más limpio es el fluido, pero menor la concentración de apuntalante que se puede colocar dentro de la fractura.

En aquellas locaciones donde esta opción no sea factible, principalmente por dificultades logísticas o de disponibilidad de equipamiento adecuado, se debería optar por los fluidos viscoelásticos o Metanol gelificado (dos opciones muy costosas y en el segundo caso peligrosa para el medio ambiente), o por los geles reticulados convencionales de baja carga polimérica.

4. Consideraciones de diseño

El principal objetivo de la fractura en "Tight Gas" es crear un área de flujo lo más grande posible; luego, no se debe optar por la técnica del "Tip Screen-Out" por dos razones: el bajísimo filtrado -de dimensiones del orden de 10⁻⁴- hace muy difícil alcanzarlo y, segundo, no queremos generar una gran conductividad porque para este tipo de reservorio no es un factor crítico. No obstante, debemos señalar que en el caso de que el gas producido sea húmedo, con generación de condensado, o que el reservorio contenga petróleo, en este caso se debe generar una buena conductividad, además del área de contacto.

Usualmente, durante la prueba de Minifrac es difícil estimar el Esfuerzo Mínimo Horizontal –o Presión de Cierre-. Para ello, se debe contar con un adecuado equipo para controlar el "Flowback" (flujo de retorno) posteriormente a la prueba de inyectividad. El test de calibración debe hacerse con un fluido monofásico (las espumas y fluidos energizados no se usan para este propósito) igual -o similar- al que se usará durante la fractura definitiva. La alta viscosidad del mismo y el escaso filtrado originado por la baja permeabilidad de la roca, hacen muy difícil estimar el verdadero Coeficiente de Leak-off (pérdida de fluido) y, por ende, el rendimiento del fluido, que en estos casos suele ser superior al 50%, que resulta en un diseño de bajo volumen de colchón, menor al 30% del volumen de tratamiento total. La recomendación es ser generoso con el volumen de colchón, ya que lo que nos importa es la propagación horizontal de la fractura y no el llenado total de la misma.

Para poder tener una buena estimación del Coeficiente de Leak-off, se requiere mantener el pozo cerrado un largo tiempo. Esto es posible si la adquisición de la declinación de presión de fondo de pozo se realiza con registrador de fondo, que se debe recuperar luego del Minifrac para hacer el análisis del mismo. Generalmente esto no se hace y se lo deja para recuperarlo posteriormente a la fractura.

Normalmente, el registro de la declinación de presión se hace en superficie, registrando la presión en el cabezal del pozo. En este caso, el tiempo de registro está limitado

ZOXI

15
ANIVERSARIO
1999 - 2014

LIDER EN REVESTIMIENTOS ANTICORROSIVOS DE ALTA PERFORMANCE

Revestimiento Z-FBE y ZAP-10 | Centralizadores Inyectado | Liner PEAD | Ultratubo | Imagen Corporativa



- 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 (Prearmados 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



SGS
Sistema de Gestión de Calidad
Certificado desde Enero de 2002

Base Neuquén: Lote 2 Manzana N - Parque Industrial Este
Tel/Fax: 0299 445 7000 - Neuquén / Nqn - CP 8300

Base Comodoro Rivadavia: Calle 815 Acceso Sur
Tel/Fax: 0297 406 0004 - Chubut / CRD - CP 9000

info@zoxisa.com.ar
www.zoxisa.com.ar



a. marshall moffat®

SINCE 1952

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

ARCO ELÉCTRICO • FLAMABILIDAD • SOLDADURA • SALPICADURA DE METALES FUNDIDOS



INDURA
Ultra Soft

Cumpliendo con las siguientes Normas:

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



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

Sucursales propias en:

ARGENTINA

VENEZUELA

BRAZIL

CHILE

USA

CONSULTAS TÉCNICAS
0800-222-1403

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

(011) 4302 - 9333 - Cap. Fed.

(011) 4343-0678 - Centro

(011) 5952-0597 - Bahía Blanca

(0299) 15405-4479 - Neuquén

(0297) 154724383 - Cdo. Rivadavia

por efecto de la temperatura. En efecto, cuando el fluido contenido en el pozo se calienta, la presión ya no declina y las lecturas son irrelevantes para el análisis.

Debido al escaso filtrado de fluido, es común que el tiempo de cierre de la formación posterior a la fractura sea demasiado extenso, provocando la caída del apuntalante dentro de la fractura, que resulta en una pobre distribución areal de la misma. Para evitarlo, se aconseja aplicar la técnica del "Cierre forzado" al terminar la fractura. Otro elemento que ayuda a mejorar la distribución es combinarlo con un ajuste de la cantidad de quebrador de gel agregado, de tal manera que el fluido de fractura se "quiebre" rápidamente después de finalizar el bombeo del tratamiento.

5. Validación geomecánica

Es una buena práctica validar la geomecánica de las rocas afectadas por la fractura al realizar el análisis de Minifrac. Para ello, es necesario tener un dato adicional: la altura de fractura generada.

La Presión Neta generada dentro de la fractura es íntimamente dependiente de los coeficientes elásticos de la roca (Módulo de Young y Relación de Poisson) y de las otras dimensiones de la fractura, es decir, la altura y la longitud.

$$P_{NET} \sim \left[\frac{E^3}{Hf^4} \dots Xf \right]^{0,25}$$

$$E' = \frac{E}{(1 - \nu^2)}$$

Como la Presión Neta puede estimarse si se conoce la Presión de Cierre, luego si podemos medir la altura de fractura, podemos estimar el valor del Coeficiente Planar (E'), cuyo valor es similar al del Módulo de Young para los valores de Relación de Poisson normales en estas rocas (0.15 a 0.25).

Con este dato, podemos recalibrar la distribución geomecánica del punto (1) y ajustar el diseño de fractura y el correspondiente programa de bombeo.

Completación del pozo

Generalmente, al diseñar la completación de estos pozos, se presentan dos casos típicos:

- Las diferentes capas productivas no están muy separadas unas de otras.
- Las capas productivas están separadas por una apreciable distancia.

En el primer caso, se puede diseñar una única fractura que atraviese verticalmente todas las zonas y luego producir las en conjunto (*Commingled*). Usualmente, esta práctica es preferida para pozos de gas porque resulta en mejor depleción del reservorio, es decir, la producción acumulada real suele ser mayor que la estimada.

En el segundo caso, si se desea hacer una sola fractura que abarque todo el espesor vertical de la formación, deben seleccionarse cuidadosamente la ubicación y longitud de los punzados, de tal manera de proveer un cierto mecanismo de desvío de la fractura de forma que todas las zonas queden fracturadas por igual. Esta técnica se llama "Entrada Limitada".

También se puede dividir el tratamiento en varias etapas, utilizando herramientas de servicio o completaciones especiales para fracturar todas las zonas selectivamente.

Evaluación Post-Fractura

Para evaluar la producción luego de fracturar el pozo, una vez terminado el período de limpieza de la fractura, es necesaria una buena comprensión de los patrones de flujo que se presentan a lo largo de la producción del pozo.

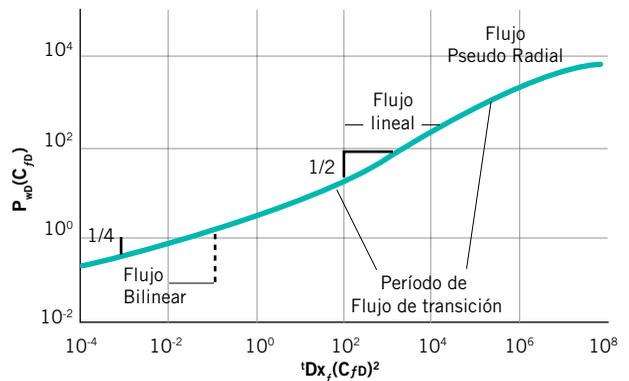


Figura 4. Respuesta de una fractura vertical de conductividad finita mostrando varios regímenes de flujo.

El principal problema que se presenta es la baja permeabilidad del reservorio.

En un reservorio que contenga una fractura de conductividad finita, se pueden distinguir tres regímenes de flujo característicos luego de una fractura hidráulica, a saber:

1. Régimen Bilineal
2. Régimen Lineal
3. Régimen Pseudo-radial

Los dos primeros son considerados "transitorios", y pueden ser definidos en función del "Tiempo Adimensional" como parámetro (figura 4).

$$t_D = \frac{2,64 \times 10^{-4} kt}{\phi \mu c_f X_f^2}$$

Es necesario alcanzar el inicio del Régimen Pseudo-radial para estimar la bondad de la fractura. La ecuación nos dice que para reservorio de permeabilidad muy baja, el tiempo para alcanzar el régimen estable es sumamente prolongado. Luego, para analizar el comportamiento de la fractura, es necesario aplicar técnicas de análisis transitorio.

Régimen Bilineal: Es el régimen inicial de producción. Se presenta cuando se abre el pozo y se "descarga" la fractura. El fluido producido va primero linealmente desde el reservorio a la fractura y desde esta al pozo. Como es un régimen transitorio, no es posible analizar el comportamiento de la presión de fluencia en fondo a lo largo del tiempo con un gráfico semi-logarítmico (*Horner*), sino que debe hacerse con un gráfico log-log (Log DP vs. Log DT). En este caso, se genera una línea recta con pendiente ascendente (positiva) igual a 0.25 aproximadamente. Analizando los datos en un gráfico cartesiano DP vs DT^{0.25}, se



Conocimiento y experiencia son fundamentales para el desarrollo eficiente de reservorios no convencionales.

Donde sea que se encuentren sus yacimientos no convencionales, el Equipo Técnico de Halliburton está preparado para comprender sus desafíos y proponer soluciones técnicas integradas y tecnologías innovadoras.

Solving challenges.™

HALLIBURTON



puede deducir la conductividad de la fractura, ya que la pendiente de la porción recta es proporcional a la conductividad de fractura (C_f).

El principal problema es que usualmente este régimen dura muy poco tiempo y desaparece posiblemente en el período de limpieza del pozo.

Régimen Lineal: Este es el régimen que continúa al bilineal. En el mismo, el fluido pasa desde la cara de la fractura hacia el pozo como si el canal conductor no existiese, ya que la caída de presión a lo largo del mismo es despreciable. Es como si el pozo se extendiese a lo largo de la fractura.

Este régimen transitorio se caracteriza por una línea recta de pendiente ascendente (positiva), de valor igual a 0.50 aproximadamente en un gráfico Log DP vs. Log DT.

Usualmente, este comportamiento se presenta si el valor de la Conductividad Adimensional de Fractura (C_{fd}) es mayor a 80, caso contrario se pasa del bilineal directamente al Pseudoradial. Analizando los datos en un gráfico cartesiano DP vs $DT^{0.5}$, se puede deducir la extensión efectiva de la fractura, ya que la pendiente de la porción recta representa a la longitud de fractura (X_f).

El gran problema es que, debido a la baja permeabilidad del reservorio, es necesario un prolongado tiempo de producción -meses o años- para llegar a este período.

Régimen Pseudo-radial: En caso de llegarse a este período, el mismo nos permitirá calcular el daño aparente de la fractura (como un *skin* negativo), lo que a su vez permite estimar el incremento de producción real (J/J_0) y la distancia hasta las barreras del reservorio.

Estimación de reservas

Normalmente, los métodos usados para estimar reservas en reservorios convencionales no sirven para reservo-

rios "Tight Gas". El mejor método consiste en analizar los datos de producción usando las curvas de declinación, o simuladores de reservorios con un modelo semi-analítico, o un simulador numérico para emular la curva de declinación real que presenta el reservorio.

Conclusiones

Las características de los reservorios "Tight Gas" varían considerablemente, y están controlados por las condiciones económicas dadas en el momento de su explotación.

A pesar de que su mayor desarrollo se ubica en América del Norte, el acontecer de los mercados al compás de precios, demanda y costos hacen que su exploración y explotación se extienda al resto del mundo.

Su desarrollo no es sencillo, y requiere de un considerable esfuerzo técnico-operativo y financiero. ■

Nomenclatura

c_t	=	Compresibilidad Total (psi ⁻¹)
E	=	Módulo de Young (psi)
E'	=	Módulo Planar (psi)
h	=	Espesor Neto (pie)
H_f	=	Altura de fractura (pies)
k	=	Permeabilidad (md)
p	=	Presión del reservorio (psi)
p_{wf}	=	Presión de fluencia en fondo (psi)
P_{NET}	=	Presión Neta (psi)
q	=	Caudal de producción (Mcf/D)
r_e	=	Radio de drenaje (pies)
r_w	=	Radio del pozo (pies)
s	=	Factor de daño - Skin
t	=	Tiempo (horas o días)
T	=	Temperatura del reservorio (°R)
X_f	=	Longitud de fractura por ala (pies)
Z	=	Factor de desviación del gas
f	=	Porosidad (Fracción)
u	=	Relación de Poisson
m	=	Viscosidad del gas (cp)

Referencias

- Berg, R.R. (1986): *Reservoir Sandstones*.
 Cinco Ley, H., Samaniego, F. y Dominguez, N. (1978): *Transient pressure behavior for a well with a finite-conductivity vertical fracture*.
 Holditch, S.A. (2006): *Tight Gas Sands*.
 Economides, M. y Nolte, K. (2001): *Reservoir Stimulation* (Ed. 3).
 Lee, W. J. y Holditch, S.A. (1981): *Fracture evaluation with pressure transient testing in low-permeability gas reservoirs*.
 Sounders, B.E. y Holditch, S.A. (1992): *Hydraulic fracturing research in the Gas Frontier Formation*.

El Ing. Alberto Julio Blanco Ybáñez se especializa en completación y estimulación de pozos de gas y petróleo para AB Energy Argentina S.L.; el Dr. Tech. Ing. Julio Vivas Hohl se especializa en diseño, modelización y certificación de grandes estructuras y formaciones petroleras para GEMAT, AB Energy Argentina.

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) 457-2670
Fax: (54-291) 457-2471



A photograph of an oilfield wellhead. Three workers in blue uniforms and hard hats are working on a vertical metal pipe. One worker is perched on the pipe, while two others are on the ground. In the background, there is a large red U-shaped pipe structure and a white container with the text '6737 COILED TUBING'. The scene is set outdoors under a clear sky.

La saturación de agua y los límites del reservorio en escenarios *tight gas*. Modelos y mediciones

La presión anómala de los reservorios *tight* indica que no están equilibrados con su entorno y, extendiendo las condiciones de no equilibrio hidrostático al propio reservorio, se puede explicar la mayor parte de las propiedades no convencionales. Con este modelo se puede describir, entre otras, las siguientes características típicas de estas acumulaciones. Se detalla también una metodología de laboratorio diseñado para medir la saturación de agua y se analizan modelos alternativos propuestos en la literatura especializada.

Por **Marcelo A. Crotti** (Inlab S.A.)

La base del desarrollo radica en un análisis de detalle de las presiones capilares de estos sistemas, que no se generan en columnas de fluidos en equilibrio sino en la sobre-presurización originada durante la expulsión de fluidos desde la roca madre¹.

Se detalla también una metodología de laboratorio especialmente diseñada para medir la saturación de agua y las propiedades eléctricas directamente sobre los núcleos corona, evitando el modelado habitual a través de las curvas de presión capilar.

También se analiza un modelo alternativo propuesto en la literatura especializada.

Definiciones

Los reservorios de gas identificados como *tight* admiten varias definiciones. Una de las más comunes, pero de muy difícil evaluación, recurre a la permeabilidad de estos sistemas, caracterizando como *tight* a los reservorios con una permeabilidad de la roca por debajo de 0,1 mD. Otra definición más general, y más fácil de aplicar, es la que identifica a estas acumulaciones como aquellas que solo se pueden hacer comerciales con la ayuda de fracturas hidráulicas masivas.

En este trabajo, vamos a recurrir a una definición un tanto diferente, basando la identificación de reservorios de gas del tipo *tight* cuando estos presentan varias de las siguientes características:

- Espesores de formación significativos.
- Acumulaciones aisladas dentro de la misma formación.
- Zonas de transición capilar apenas detectables o casi inexistentes.
- Niveles de agua libre (FWL), aparentemente independientes para cada acumulación.
- Presiones de fluidos anómalas². En nuestro medio, lo habitual es encontrar estas acumulaciones sobre-presurizadas.
- Gradientes de presión "anómalos".
- Saturación de agua por debajo de lo esperado conforme a la interpretación habitual de las curvas de presión capilar de laboratorio.
- Co-existencia o intercalación de roca madre con la roca del reservorio.

No todas estas características se encuentran en todos los yacimientos de gas *tight*, pero sí es frecuente encontrar diferentes combinaciones de ellas.

Entre estas características, es muy significativa la saturación de agua muy por debajo de los valores esperados. Esta situación ha recibido una denominación particular, acuñándose el término "saturación de agua sub-irreducible"^{3,4}.

El calificativo de "sub-irreducible" es algo desafortunado pues sugiere algún proceso anormal al que, como se muestra en este trabajo, no es necesario recurrir. Como se verá, la saturación de agua cumple perfectamente con el valor esperado para la presión capilar del sistema.

Adicionalmente, los perfiles y los ensayos de pozo sugieren zonas de transición poco significativas, aun cuando las mediciones de laboratorio muestran zonas de transición muy extendidas.

Estas situaciones resultan llamativas debido a que en los cálculos de ingeniería de reservorios generalmente se asumen condiciones de equilibrio, y el equilibrio hidrostático es uno de los escenarios más comúnmente aceptados. Sin embargo, los yacimientos de gas *tight* muestran varias indicaciones de no equilibrio y especialmente el no equilibrio general de presiones, incluyendo las presiones hidrostáticas dentro de la estructura.

Una vez detectada una condición de sobre-presurización, se puede suponer que esta es una condición final o, como sugieren regularmente los eventos geológicos, se puede asumir que el depósito está liberando el exceso de presión que alguna vez se generó en el sistema.

En el primer caso, se asumiría implícitamente la existencia de sellos perfectos, a lo largo de lo que vulgarmente se denomina "tiempos geológicos". En el segundo escenario solo se asume que el equilibrio todavía no se ha alcanzado.

A modo de ejemplo de la forma en que se describen rutinariamente los reservorios *tight*, podemos recurrir a dos figuras que son icónicas para ilustrar estas acumulaciones.

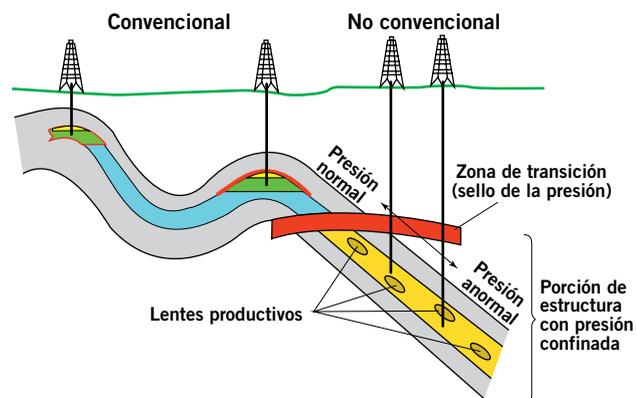


Figura 1. Fuente: Crain's Petrophysical Handbook

La figura 1 describe dos características comunes a los reservorios de gas *tight*: la existencia de una estructura regional a presión anómala y la presencia de reservorios “aislados” dentro de una estructura mucho más amplia.

La figura 2, además de resaltar las mismas características, transmite una imagen notablemente no-conventional para estas acumulaciones: la acumulación de gas aparece invertida respecto a las acumulaciones convencionales. Esta figura muestra como perfectamente delimitada (conforme a las estructuras sedimentarias), la base de la acumulación, en tanto que esquematiza un tope básicamente plano y horizontal como límite superior de la acumulación de gas. Es un esquema invertido verticalmente respecto a las acumulaciones convencionales.

Ambas figuras son adecuadamente descriptivas, en el sentido en que resumen gráficamente lo que se encuentra al perforar en estos reservorios (una sobrepresión regional, un límite superior fijado por la profundidad y no por la estructura, reservorios aislados y un límite inferior abrupto, muchas veces generado por la roca madre). La figura 2 muestra también otra característica netamente no convencional: la zona de transición no está dibujada en la base sino en el tope de la acumulación.

Como ya se dijo, ambas figuras (y muchas similares encontradas en las publicaciones sobre este tema) son perfectamente descriptivas.

... ¡Pero no son explicativas!

Con ayuda de estas figuras, no se puede explicar ni el origen de la presión anómala ni por qué estas acumulaciones son masivas y, pese a ello, con reservorios aislados.

El propósito principal de este trabajo es explicar las “anomalías” mencionadas y mostrar que, en condiciones de no equilibrio hidrostático, se vuelven inapropiados los conceptos de nivel de agua libre (FWL) y de “zona de transición capilar”, asociados a la distribución de fluidos en las trampas de hidrocarburos “convencionales”. De hecho, como se verá, los dos términos se convierten en simples cálculos matemáticos con ningún soporte físico.

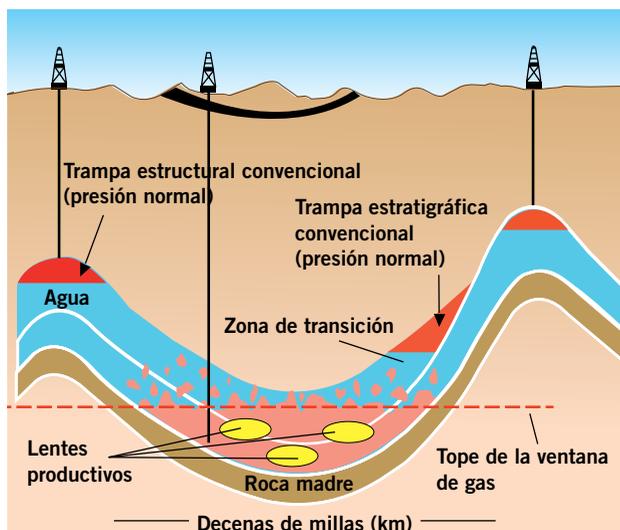


Figura 2.
Fuente: Schenk et al⁵, 2002.

La presión capilar

A los efectos del modelo que se analiza, junto con sus consecuencias, es muy importante definir y entender el concepto de presión capilar en medios porosos.

Los fenómenos capilares asociados a la existencia de lo que se conoce como “mojabilidad preferencial”, aparecen siempre que dos o más fluidos se ponen en contacto con un medio poroso.

Las fuerzas o presiones capilares que surgen espontáneamente en estos sistemas suelen ser poco significativas en reservorios “convencionales” donde la roca presenta gargantas porales de 10 o más micrones de “diámetro”. En estos reservorios, los fenómenos capilares se tienen en cuenta rutinariamente para describir la distribución de fluidos pero, salvo pocas excepciones⁶, no se los considera significativos como para afectar sensiblemente la producción de los mismos.

De hecho, la práctica “convencional” de la Ingeniería de reservorios asume que las fuerzas que movilizan los fluidos están asociadas principalmente a las presiones originales del sistema y a las fuerzas que se imponen desde superficie mediante equipos de inyección y bombeo. De este modo se asume que las fuerzas espontáneas (gravitatorias y capilares) son de menor relevancia y solo debe considerárselas en situaciones particulares.

Las fuerzas capilares no son fáciles de manejar (conceptual y cuantitativamente), pues involucran variables que a veces resultan de muy difícil evaluación. Y esta situación toma particular relevancia cuando las presiones capilares superan los cientos o miles de psi como ocurre en escenarios caracterizados como *tight* y *shale*, con poros de 0.1 micrones o menores. En estos casos, las fuerzas capilares adquieren magnitudes comparables o superiores a las que se pueden aplicar externamente en las operaciones de producción. En estos escenarios, al igual que en reservorios naturalmente fracturados de matriz muy “cerrada”, los fenómenos capilares impactan fuertemente en las estrategias de producción.

Existen diferentes definiciones de presión capilar. Cada una tiene sus propias fortalezas y debilidades al momento de emplearlas para describir el comportamiento de los fluidos en condiciones de reservorio.

Definición general

La definición estricta de Presión capilar tiene una formulación muy simple:

$$P_c = P_{nm} - P_m \quad [\text{Eq. 1}]$$

Donde:

- P_c = Presión capilar
- P_{nm} = Presión de fase no mojante
- P_m = Presión de la fase mojante

Esta definición es totalmente general, e indica que siempre que coexisten fases inmiscibles en el interior de un medio poroso, estas fases pueden (y suelen) estar a diferente presión. La fase a presión más elevada se conoce como “no mojante”, y se la identifica como la fase que debe ser “obligada” a permanecer en el interior de la estructura poral.

Por el contrario, la fase que permanece en el interior, o invade el medio poroso en forma espontánea, se conoce

UNA MISIÓN CUMPLIDA ES UN NUEVO COMIENZO

EXPERTOS EN REFINERIAS Y PLANTAS PETROQUIMICAS 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

@Techint Eng Con
www.techint-ingenieria.com



TECHINT
Ingeniería y Construcción

como “fase mojante”. Su presión es menor que la de la fase no mojante.

Nota: La definición habitual de fases mojante y no mojante se basa en la determinación del ángulo de contacto pero, como el propio concepto de “ángulo de contacto” es difícil de definir en el interior de una estructura porosa compleja, aquí se prefiere la definición macroscópica, en función de comportamientos espontáneos y variables de fácil medición.

A pesar de su simplicidad, la Eq.1 casi no tiene aplicaciones prácticas en los cálculos de ingeniería de reservorios, porque no permite calcular reservas ni asociarla a variables directas de producción. Por esta razón, se recurre a definiciones alternativas.

Definición “Hidrostática”

En ausencia de medio poroso, dos fluidos inmiscibles alcanzan la condición de equilibrio cuando la fase de menor densidad se mantiene estable sobre la más densa.

En contacto con un material poroso, los mismos fluidos anteriormente mencionados desarrollan presiones capilares derivadas de la existencia de tensiones interfaciales y una compleja interacción entre los fluidos y la estructura poral.

En estas condiciones, típicas de reservorios naturales, la distribución de fluidos estables solo puede alcanzarse

cuando la presión hidrostática, derivada de las diferentes densidades de los fluidos involucrados, equilibra la presión capilar mediante el desplazamiento hacia arriba o hacia abajo de la interface entre dichos fluidos.

Bajo estas condiciones, es posible volver a escribir la ecuación de la presión capilar de la siguiente manera:

$$P_c = \Delta d \cdot g \cdot h \quad [\text{Eq. 2}]$$

donde

- Δd = Diferencia de densidad
- g = aceleración debida a la gravedad
- h = Altura de la interfase, medida desde el FWL

Nota: FWL es el nivel de equilibrio, donde se ubicaría la interfase de fluidos en ausencia de efectos capilares.

La Eq. 2 es de aplicación directa en ingeniería de reservorios, porque todas las variables son medibles y la altura tiene gran influencia para el cálculo del volumen de hidrocarburo *in situ* (POIS, GOIS).

Sin embargo, al aplicar la Eq. 2 debe considerarse que solo tiene validez cuando se cumple el equilibrio hidrostático, puesto que “h” hace referencia a la altura de la interfase de fluidos cuando estos alcanzan dicho equilibrio. La Eq. 2 no es aplicable mientras los fluidos están recorriendo el transitorio en que la presión hidrostática aún no alcanza a equilibrar la presión capilar del sistema.

Esta es una restricción severa pero, como ya se mencionó al comienzo de este desarrollo, en la rutina de trabajo de la ingeniería de reservorios se asume que los denomina-

SIAM ARCON

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

SERVICIO POST-VENTA, INGENIERÍA Y REPUESTOS.



Nuestras Bombas pueden satisfacer una amplia gama con caudales hasta 2.960 m³/día y presiones hasta 350 Kg/cm².

<p>Base Neuquén Emilio Bellenguer N° 3025 Pque. Industrial (Este) Tel: (54) 0299-441-3831 siam-neuquen@metales-arcon.com.ar</p>	<p>Planta Industrial Dr. Atilio Lavarello 2156 · Avellaneda Pcia. de Bs. As. Rep. Argentina Tel: (54-11) 4203-0011 ventas@metales-arcon.com.ar www.siam-arcon.com.ar</p>	<p>Base Comodoro Rivadavia Cagliero N° 112 Tel: (54) 0297-446-0802 arconcomodoro@sinctis.com.ar</p>
--	---	--





Toda nuestra energía puesta en buscar más energía

Petrobras cumple 20 años en Argentina manteniendo el compromiso de brindar siempre la mejor energía.

PETROBRAS
el desafío es nuestra energía

dos “tiempos geológicos”, transcurridos desde el momento de la acumulación de hidrocarburos hasta el momento del comienzo de la explotación, son suficientes para resolver los equilibrios del sistema roca-fluidos.

Sin embargo, es válido preguntarse si estos “tiempos geológicos” son realmente una garantía para haber alcanzado el equilibrio hidrostático en rocas del tipo *tight*.

Antes de responder, debemos recordar que cuando se dice que una acumulación, en el subsuelo, se encuentra a presión “normal”, lo que se está afirmando es que la presión de los fluidos ha alcanzado el equilibrio con el agua freática o superficial.

En sistemas “sub” o “sobre” presurizados se hace referencia, justamente, a que no se ha alcanzado dicho equilibrio hidrostático. Por lo tanto, para establecer que el sistema se encuentra, internamente, en equilibrio hidrostático, debe hacerse algún tipo de demostración al respecto. Esta demostración es más necesaria si se tiene en cuenta que el origen de la sobrepresión puede provenir de los propios fluidos, que conservan parte de la sobrepresión adquirida en la etapa de expulsión de la roca generadora.

De hecho, dada la frecuencia con que estos reservorios se encuentran a presiones anómalas, el modelo explicativo más simple es el de asumir que los “tiempos geológicos” no han sido suficientes para “aliviar” la sobrepresión original y que, al momento de iniciar la explotación, el sistema no se encuentra en equilibrio.

En este sentido, Burnie⁷ et al, en 2005, presentaron un modelo de cuatro etapas (identificadas como génesis, transición, estado estacionario e imbibición), para explicar la evolución de los reservorios *tight*, incluyendo la carga de hidrocarburos a sobrepresión, la pérdida del sello, el “vaciamiento” de la trampa a una presión fijada por un acuífero superior y posterior re-presurización por carga de agua.

Definición en medios porosos simplificados

Suponiendo que el medio poroso contiene una estructura poral formada por capilares cilíndricos uniformes, es muy fácil obtener la expresión:

$$P_c = 2 \sigma \cos(\theta) / r \quad [\text{Eq. 3}]$$

Donde:

- σ = Tensión interfacial.
- θ = ángulo de contacto.
- r = radio capilar

La Eq. 3 proporciona la relación entre las fuerzas capilares y las variables microscópicas del sistema.

Pero, a pesar de su simplicidad, la aplicabilidad de la Eq. 3 se limita a las situaciones en que se pueden definir las variables involucradas. En este caso, es muy importante recordar que el “ángulo de contacto” y “radio capilar” son difíciles de cuantificar en situaciones reales.

Esta ecuación ha encontrado más aplicaciones en ayudar a identificar lo que se conoce como “Rock Types”, que en otros cálculos directos de reservorio.



MWH ha servido a la industria del gas y petróleo por más de 30 años. Somos el proveedor líder en diseño para upstream y midstream. Nuestra experiencia abarca los servicios relacionados a la gestión de agua de retorno, opciones de tratamiento de aguas y aguas residuales y cumplimiento ambiental.

SMART.Solutions

 **MWH**[®]

BUILDING A BETTER WORLD | mwhglobal.com

Marcelo T. de Alvear 612 Piso 2
011 5274 3100
info@mwhglobal.com.ar



Yo elijo Skanska

Mariano Correa, Analista de Control de Gestión

Como más de 4.500 personas que todos los días trabajamos en 70 obras y servicios en el país.

SKANSKA

www.skanska.com

También encuentra aplicación desde el punto de vista cualitativo, dado que es la expresión algebraica que justifica y ayuda a cuantificar el impacto de las diferentes calidades de roca sobre la magnitud de los fenómenos capilares. Para ello, se recurre a la vinculación que existe entre la permeabilidad y el diámetro promedio de los capilares de la roca.

Nota: En base a modelos homogéneos y geoméricamente muy simplificados de medios porosos, es muy fácil establecer la relación casi directamente proporcional entre la permeabilidad de la roca y el cuadrado de los radios capilares. En pocas palabras, si a igualdad de otros factores, los radios capilares disminuyen a la décima parte, la presión capilar crece unas 10 veces (Eq. 3) y la permeabilidad decrece unas 100 veces.

Distribución de fluidos en reservorios de gas *tight*

Después de haber introducido las ecuaciones que relacionan la presión capilar con las características de los fluidos y los parámetros del medio poroso, podemos aplicar todo lo desarrollado para entender los límites de las acumulaciones de gas *tight* y sus otras propiedades caracterizadas como no-convencionales.

Nota: De ahora en adelante, el término “hidrocarburo” se reemplazará por “gas” con el fin de mantener el enfoque en yacimientos de gas, aunque el análisis que sigue se aplica también a los yacimientos de petróleo.

Para los desarrollos que siguen, se hará un análisis de la génesis de estos reservorios, desde el llenado de la estructura con gas, y se usará un modelo de laboratorio que permite introducir con imágenes y operaciones simples, los conceptos necesarios para desarrollar el modelo explicativo que se presenta en este desarrollo.

Llenado de la trampa

Las rocas de los reservorios suelen presentar saturación de agua del 100% ($S_w = 100\%$) antes del ingreso del gas. Esta condición, a la que se suma la típica característica de fase no-mojante del gas, da lugar a la existencia de lo que se conoce como “presión umbral”, que no es otra cosa que la presión mínima necesaria para iniciar la sustitución de agua por gas.

En los yacimientos de alta permeabilidad, las presiones umbrales son tan bajas que el gas puede penetrar en el espacio poral de la roca con casi cualquier exceso de presión generada durante la “expulsión” de la roca madre. Además, una vez que se obtiene una altura mínima de la columna de gas, la posterior invasión está favorecida y dominada por la diferencia de presión hidrostática entre las columnas de agua y de gas.

En yacimientos *tight*, las presiones umbral son normalmente superiores a las 100 psi (aproximadamente 0.7 MPa) y, para las presiones y composiciones típicas de estas acumulaciones, las diferencias de 100 psi se desarrollan entre columnas de gas y de agua del orden de 100 m. Como consecuencia de ello, alguna fuente externa debe proporcionar la presión umbral necesaria para comenzar el proceso de llenado, antes de que las columnas de gas sean lo sufi-

cientemente altas como para proporcionar una diferencia de presión hidrostática adecuada para sustentar el llenado posterior de la trampa.

Distribuciones de fluidos “anómalas”

En el análisis anterior, solo se consideró la presión umbral necesaria para iniciar el proceso de llenado de la estructura con gas. Para obtener las diferencias de presión lo suficientemente altas como para alcanzar las saturaciones de agua típicas para estos reservorios, se necesitan columnas de gas mucho más altas. Por lo general, se requieren columnas capaces de generar no menos de 1,000 psi de diferencia de presión hidrostática entre agua y gas. Y esto se traduce en alturas de 1.000 m o más.

... en reservorios que suelen desarrollar solo unos cientos de metros de espesor!

Además, por lo general hay indicaciones contundentes, a través de mediciones de perfiles y ensayos de pozos, que indican que la zona de transición capilar, si se detecta, solo se ha desarrollado cubriendo una fracción de la extensión esperable en función del tratamiento convencional de las curvas de presión capilar de laboratorio.

Estas dos características pueden resumirse diciendo que es frecuente que estos reservorios presenten saturaciones de agua anómalas, siendo el dato más llamativo que las saturaciones de agua son marcadamente inferiores a las que sugieren las curvas de presión capilar de laboratorio.

Modelo explicativo

Las aparentes anomalías en la saturación de agua, junto con la mayoría de las características típicas de estos depósitos, se pueden explicar a través de un análisis más detallado del proceso de acumulación de gas en estos reservorios.

La principal hipótesis de este modelo explicativo es que la presión capilar no se desarrolló como resultado de las columnas hidrostáticas de fluidos, sino por la aplicación directa de la Eq. 1, donde “ P_{nm} ” es la presión del gas,

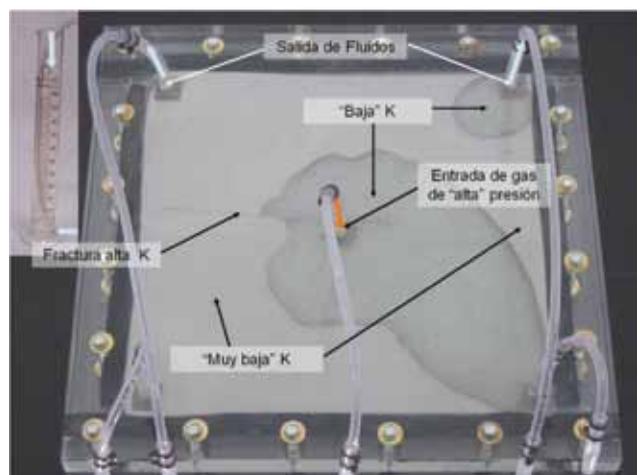


Figura 3. Celda de laboratorio empleada para las experiencias de llenado de gas en sistemas heterogéneos.



>> Seguridad

Nuestro principio para lograr la excelencia operativa, otorgando a nuestros clientes un valor agregado de confiabilidad, comunicación efectiva y trabajo en equipo.

Equipos de Perforación y Workover.



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

que se desarrolló durante la expulsión de la roca madre y "Pm" es la presión del acuífero regional.

El modelo conceptual se puede explicar mejor con ayuda de un modelo físico, de laboratorio, como el que se muestra en la figura 3.

En esta figura se puede apreciar una celda construida con dos placas de acrílico, de unos 30 cm de lado, y un sello perimetral de goma, rellena con un medio poroso artificial heterogéneo. El relleno, de esferas de vidrio de diámetro seleccionado, está dominado por un "continuo" de "muy baja" permeabilidad en el que se acomodaron dos cuerpos de arena más gruesa, identificados como zonas de "baja" permeabilidad.

Nota: Los términos "muy baja" y "baja" están entrecuillados pues en realidad se trata de cuerpos de muy alta permeabilidad absoluta, necesarios para poder hacer la experiencia en escala de laboratorio con equipos que permitan visualizar la experiencia de desplazamiento. La terminología obedece a lo que estos cuerpos arenosos representan en el subsuelo en los verdaderos reservorios *tight*.

En la práctica, la heterogeneidad así generada implica una presión umbral más pequeña en la arena gruesa que en la arena más fina.

Al modelo se le agregaron una vía de ingreso de gas (acoplada a una fuente externa de presión), y dos vías de drenaje; una en el cuerpo menos permeable y otra en una segunda estructura más permeable, desacoplada de la estructura principal.

Con fines interpretativos, se agregó también una "fractura" (espacio abierto entre dos placas permeables), que afecta al cuerpo arenoso más permeable y penetra en el menos permeable.

El objetivo de la experiencia es el de inyectar gas a presión por el orificio central empleando una presión superior a la presión umbral de la arena más permeable, pero inferior al de la arena menos permeable.

Las figuras 4 y 5 muestran dos etapas del desarrollo de la experiencia.

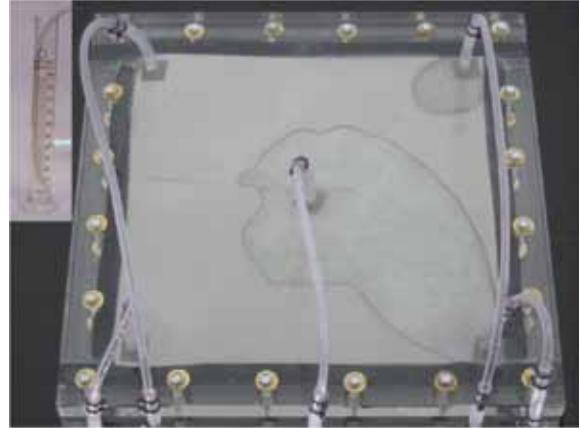


Figura 4. Un punto intermedio del desplazamiento.

*"Somos especialistas
en procesos de cambio de
Sistemas ERP"*


Pragmatica
c o n s u l t o r e s

Somos especialistas en procesos de cambio de Sistemas ERP, desde la Selección del Software hasta el Control de Calidad (QA) de la implementación. Contamos con una metodología probada exitosamente en la industria, y certificada bajo normas ISO 9001:2008.

Tenemos experiencia concreta en proyectos de cambio de sistemas ERP en empresas de Oil&Gas.

Para más información conozca nuestro nuevo sitio web
www.pragmaticaconsultores.com 

Brentana 635, Neuquén Cap., Argentina | Tel.: +54 299 4426430 | Email: info@pragmaticaconsultores.com



EMPRESA NEUQUINA DE SERVICIOS DE INGENIERÍA S.E

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



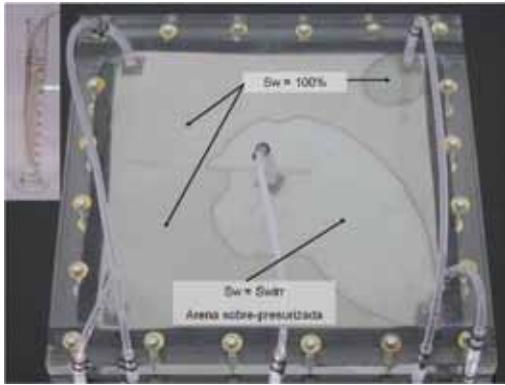


Figura 5. Final del desplazamiento.

La probeta del lateral izquierdo ilustra sobre el volumen de agua desplazado en cada etapa. La pérdida de saturación de agua en el cuerpo central más permeable, es apreciable en base al cambio de tonalidad. Cuanta menos agua hay en la red poral, más clara es la tonalidad de esta arena (se puede comparar con el cuerpo arenoso del ángulo superior derecho que no sufre cambios en toda la experiencia).

La figura 4 muestra una etapa intermedia del desplazamiento. En esta etapa, el agua está desplazándose desde el cuerpo central más permeable hacia los puntos de drenaje (en los ángulos superiores). Eso significa que, en el cuerpo menos permeable, el agua no se encuentra a presión homogénea sino que hay un gradiente de presiones variable, asociado a las líneas de flujo y relacionado a la ley de Darcy.

La figura 5 representa un estado estacionario. Una vez que toda el agua móvil resulta desplazada del cuerpo central, el flujo cesa y la zona de contacto entre las dos calidades de medio poroso da lugar a una presión umbral que retiene el gas sobrepresurizado respecto a la atmósfera circundante.

Nota: Para el desplazamiento se empleó una presión de gas de 1 psi por sobre la presión atmosférica, suficiente para llevar a condiciones de Sw_{irr} el cuerpo central, pero insuficiente para superar la presión umbral que genera el cuerpo menos permeable. Como en los escenarios reales, la presión aplicada (unos 76 cm de columna de agua) supera ampliamente cualquier columna hidrostática que pudiera generarse dentro de una celda de 30 cm de lado.

Como detalle adicional, puede mencionarse que el cuerpo arenoso más pequeño, aunque de iguales características que el cuerpo central, permanece con 100% de agua, como consecuencia de no poseer una comunicación directa con la fuente de gas a presión (la roca generadora en los escenarios reales). También es importante notar que el impacto de la fractura fue nulo puesto que las paredes de la misma están sometidas a la misma presión umbral que el cuerpo arenoso central, al entrar en contacto con la arena menos permeable.

Escalamiento y consecuencias de este modelo

La figura 6 muestra un esquema de lo que se registraría al perforar un pozo en una estructura similar a la de la celda de laboratorio. El pozo vertical está esquematizado

como un rectángulo de fondo amarillo, atravesando toda la estructura. El trazo negro, sobre el lado derecho de la imagen, esquematiza un perfil eléctrico que, por razones que explica el modelo de laboratorio, no muestra zona de transición capilar y muestra todo el cuerpo arenoso en condiciones similares de Sw .

Es fácil comprender que, en las condiciones en que se produjo el desplazamiento de agua, el FWL es solo una construcción matemática que no está relacionada a su definición física. No existe en la estructura sobrepresurizada ningún nivel de equilibrio para el contacto agua-gas. Y si se profundiza el pozo hasta que se detecte un nivel de agua libre, la ubicación de este va a depender de la sobrepresión del sistema. Cuanta más sobrepresión, mayor profundidad para el FWL.

De este modo, dos cuerpos cercanos y desvinculados mediante la presión umbral de una arena intermedia, pueden encontrarse a diferente sobrepresión (que depende de la carga recibida desde la roca generadora) y darían lugar a cálculos diferentes de FWL.

Es por esta causa que el FWL no puede emplearse para determinar la extensión de la acumulación de gas. El límite inferior de la acumulación no responde a un plano más o menos horizontal, sino que la acumulación se corta cuando la calidad de roca genera una presión umbral capaz de sostener la sobrepresión generada durante la expulsión y migración del gas.

Por otra parte, si la acumulación responde a una génesis como la propuesta con este modelo, no cabe esperar que en la estimación de reservas se pueda contar con una zona de transición extensa "aún no detectada" con los pozos disponibles.

Con respecto a las otras características propias de las acumulaciones de gas *tight*, se pueden hacer los siguientes comentarios vinculados a este modelo explicativo:

- El exceso de presurización es una consecuencia del proceso de llenado. Burnie⁷ propone un modelo explicativo para etapas posteriores a la ruptura de los sellos capilares.
- Los gradientes de agua anómalos se explican porque durante el desplazamiento de agua los gradientes dinámicos están sobre-impuestos a los gradientes hidrostáticos.

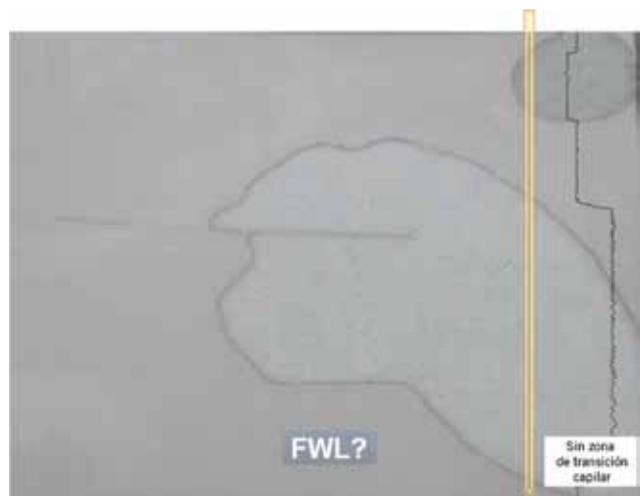


Figura 6. Esquema de una estructura similar a la celda de laboratorio en el subsuelo.

Aumente de manera integral el control, la seguridad y la confiabilidad de sus oleoductos

Mayor seguridad
con tecnología de simulación

Hasta un 10% de ahorros en
gastos operativos y de capital
con la arquitectura integrada EcoStruxure

Hasta un 20%
de ahorros de
energía

Información en tiempo real
para realizar evaluaciones dinámicas
cuantitativas y cualitativas

Mayor eficiencia operativa
mediante la gestión inteligente
de la oferta y la demanda

Soluciones midstream integrales de un único proveedor

Enfoque integrado para la gestión de oleoductos

Las soluciones de Schneider Electric™ para gestión de oleoductos le brindan todo lo que usted necesita para mejorar sus operaciones de transporte y almacenamiento.

Con la arquitectura EcoStruxure™, integramos desde aplicaciones empresariales avanzadas y soluciones para monitoreo y control hasta sistemas de automatización y sensores, a la vez que garantizamos la compatibilidad entre los productos de Schneider Electric y de otros fabricantes.

¿El resultado final? Una cartera de soluciones integral que lo ayuda a hacer frente a los principales desafíos de la operación de oleoductos. Y todo de un único proveedor.



La arquitectura EcoStruxure integra las áreas clave de sus operaciones midstream



Reduzca los costos de los proyectos de petróleo y gas

Descargue nuestro Informe técnico **GRATUITO** hoy mismo y participe en el sorteo de un **Samsung Galaxy Note™ 3**.

Visite www.SEreply.com Código 42751B

Schneider
Electric

- Las acumulaciones aisladas son consecuencia de que si se llena más de una estructura independiente, cada una alcanza sus propias condiciones finales.
- La co-existencia de la roca generadora y la roca reservorio es el escenario más favorable con el fin de minimizar el desplazamiento y la migración de gas.
- Lo que realmente importa para la saturación de agua final es el máximo exceso de presión a que se hayan sometido los fluidos de la estructura, y no la sobre-presión en el momento de descubrir la acumulación. La migración posterior de agua hacia el reservorio es un proceso muy difícil, no solo debido a la baja permeabilidad absoluta, sino también por las características de las curvas de permeabilidad relativa. El agua salió de la trampa con SW = 100%, pero, en el camino de retorno, la permeabilidad resulta muy reducida por el gas residual atrapado, que ocupa los poros de mayor radio.
- Este modelo también explica el comportamiento de los yacimientos naturalmente fracturados con matriz de muy baja permeabilidad. La fractura en el modelo de la figura 3 sugiere lo que se observa en estos reservorios. La red de fracturas aumenta la productividad de los pozos, pero el comportamiento de la Sw en la matriz *tight* responde a las mismas características de los escenarios descritos con este modelo.
- El propio modelo explica el aporte de agua desde niveles relativamente más permeables, pero que no han sido cargados con gas. Ese sería el comportamiento del cuerpo arenoso más pequeño en el modelo de laboratorio.

Mediciones de laboratorio

Como consecuencia directa del modelo que aquí se presenta, no se recomienda el empleo clásico de las curvas de presión capilar para caracterizar la distribución de fluidos en este tipo de yacimientos.

La distribución de fluidos no se rige por un modelo hidrostático de equilibrio, por lo que la mayoría de las pruebas de laboratorio, basadas en la validez de los conceptos de FWL y zonas de transición, serán inadecuadas.

De hecho, las condiciones reales del reservorio son casi imposibles de modelar a través de pruebas de laboratorio, por dos factores principales:

- Las condiciones de reservorio están más allá de las prestaciones de los equipos rutinarios de laboratorio. Esto incluye los tiempos involucrados y la necesaria sobre-presurización.
- Los factores geométricos, que gobiernan la forma real de la acumulación a escala de reservorio, no son variables parametrizables en el laboratorio.

Como consecuencia de ello, se sugiere realizar mediciones directas sobre núcleos corona. En otras palabras, lo que se sugiere es utilizar el laboratorio solo para las mediciones de las condiciones generadas en el reservorio y no para el modelado.

En función de lo anterior, los núcleos corona deben obtenerse tratando de preservar la saturación de agua del re-

servorio. Afortunadamente, la muy baja permeabilidad de la roca se torna en un factor que favorece la preservación de fluidos, incluyendo la saturación de agua y su salinidad.

Este hecho, unido a una rápida operación de extracción de muestras y la inevitable liberación de gas durante el transporte desde fondo a las instalaciones de superficie, por lo general conduce a un núcleo muy poco invadido, tal como muestran las mediciones posteriores en el laboratorio.

Una vez en las instalaciones del laboratorio, y después de preservar adecuadamente el núcleo, se deben hacer mediciones directas. La secuencia recomendada, de acuerdo a nuestra amplia experiencia con estas muestras, es la siguiente:

- Extracción de “plugs”, desechando los extremos invadidos.
- Medición de resistividad (a corregir por temperatura y NOBP), para comparar con las mediciones de los registros eléctricos de pozo.
- División del “plug” en dos partes “ gemelas”:
 - Una de las partes (parte “A”) se mantiene íntegra para las mediciones de resistividad, porosidad y permeabilidad.
 - La otra parte (parte “B”) se desagrega mecánicamente para cuantificación de fluidos y sal.
- Medición de porosidad y permeabilidad sobre la parte “A”, en condiciones de estado nativo (“as received”), incluyendo la dependencia con NOBP. La porosidad corregida por la presión de confinamiento se emplea para el cálculo de Sw en base al contenido de agua, a obtener más adelante.
- Contenido de agua (Karl Fisher), sal e hidrocarburos líquidos sobre la parte “B” desagregada.
- Cálculo de porosidad total por suma de fluidos. Al VP medido en la parte “A” se le agregan los volúmenes de agua (con la sal disuelta) y de hidrocarburos líquidos.

Las mediciones directas de porosidad, salinidad del agua, saturación de agua y resistividad, permiten la estimación de los parámetros eléctricos a utilizar en el pozo para la interpretación de los registros eléctricos.

La porosidad y la permeabilidad convencional pueden ser obtenidas en muestras “gemelas”, con el fin de correlacionar la información general.

Después de la corrección de la compresibilidad, el conjunto de los datos obtenidos permite lograr curvas de distribución de fluidos que no se basan en la asunción de equilibrio hidrostático.

La medición de la permeabilidad sobre las muestras “as received” asegura la representatividad de este parámetro pues los núcleos limpios y secos tienden a dar una permeabilidad al gas mayor a la del núcleo con la Sw de reservorio. Por otro lado, volver los núcleos a la saturación inicial, propia del reservorio, luego de haberlos sometido a las tareas de limpieza, es una tarea muy difícil.

Por otra parte, las mediciones convencionales de permeabilidad relativa no son recomendadas⁸. Las razones principales son las siguientes:

- El desplazamiento de fluidos está dominado por fuerzas capilares y no por fuerzas “viscosas” según lo exigido por concepto de permeabilidad relativa.

- Con agua desplazando gas, se espera que el desplazamiento sea del tipo "Pistón". Por lo tanto, solo los puntos finales tienen significado físico.

Adicionalmente, es muy poco probable que el agua se movilice por el seno del reservorio, en función de todas las propiedades ya especificadas de estas acumulaciones.

De hecho, con respecto a la permeabilidad efectiva al gas, más que la dependencia con la saturación de agua, lo que importa es su dependencia con la NOBP, en las condiciones correspondiente a la saturación de agua propia del reservorio.

El proceso de desecación del reservorio

En la literatura especializada, se encuentran teorías alternativas para justificar la baja Sw encontrada frecuentemente en estas acumulaciones.

La teoría que dispone de más adeptos recurre a justificar el bajo contenido de agua en la roca mediante un proceso de "secado" asociado a la circulación de muchos volúmenes de gas "seco" por el medio poroso⁴.

Dejando de lado que la simple existencia habitual de sobrepresiones sugiere que ni siquiera el primer VP de gas se ha podido expulsar de la roca, un cálculo sencillo muestra la total inviabilidad de esta teoría.

Imaginemos un reservorio a 100 °C con una Sw inicial de 50% y a una presión de reservorio de 300 atm (unas 4500 psi). Si se quiere llevar a un 40% de agua por un proceso de circulación de gas seco, es posible calcular cuántos VP de gas son necesarios para lograr el objetivo.

Para visualizar mejor el proceso, podemos hacer un experimento imaginario en un recipiente hueco de 100 cm³, que contiene inicialmente 50 cm³ de agua y se encuentra, como el reservorio, a 100 °C y 300 atm de presión.

Cada vez que se reemplaza el gas libre (50 cm³) por gas seco, el agua libre debe resaturar el volumen de gas con vapor de agua a 1 atm.

Considerando un comportamiento cercano al gas ideal para el vapor de agua:

$$n = P \cdot V / (R \cdot T)$$

donde:

- n = nro. de moles de agua en fase vapor
- P = 1 atm (presión de vapor del agua)
- V = 50 cm³ (0.050 l)
- R (Constante de los gases) = 0.082 l . atm / (°K . mol)

- T = 100 °C = 373 °K

Obtenemos un valor de "n" de 0.0016 moles de agua en fase vapor.

Teniendo en cuenta que un mol de agua ocupa unos 18 cm³, ese número de moles representa (0.0016 moles * 18 cm³/mol) 0.029 cm³.

De este modo, para vaporizar 10 cm³ de agua, se requiere repetir este proceso (10 cm³ / 0.029 cm³/etapa) unas 340 veces.

Resumen: ¡Para pasar la Sw de 50% a 40% es necesario pasar más de 300 volúmenes (en condiciones de reservorio) de gas seco!

| FLEXIBILIDAD | RESPALDO | EXPERIENCIA

www.edvsa.com



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

◀ NEUQUÉN

◀ COMODORO RIVADAVIA

◀ RÍO GALLEGOS

◀ SAN JUAN

◀ LAS HERAS

◀ RÍO GRANDE



EDVSA
ELECTRIFICADORA DEL VALLE S.A.

... ¡en reservorios que están sobrepresurizados porque no han podido liberar la presión de carga inicial!

Nota: Un detalle no menor es que estamos hablando de gas seco. Si el gas proviniera de un estrato inferior (como es frecuente en la carga de reservorios), el gas no solo no vendría seco sino saturado con agua... ¡a una temperatura mayor a la del reservorio! Y, por lo tanto, tendería a depositar y no a vaporizar agua en el reservorio.

Una razón adicional para descartar esta hipótesis de secado del reservorio es que justamente se plantea en reservorios donde la circulación de gas es un proceso difícil de realizar. Si este escenario fuera posible (que no lo es), sería más frecuente encontrarlo en reservorios de gas de alta permeabilidad, donde se podrían circular muchos VP de gas, gracias a la capacidad de flujo de la roca.

La inexistencia de reservorios convencionales desecados es suficientemente contundente como para descartar este mecanismo en reservorios de muy baja permeabilidad.

Por qué no-convencional

Como resumen de todo lo expuesto, puede decirse que a estos reservorios se los califica como no-convencionales como consecuencia directa de que en ellos las fuerzas dominantes en la distribución y movimiento de fluidos son las fuerzas capilares. Y la ingeniería de reservorios convencional asume que las fuerzas capilares son, en general, poco significativas frente a las gravitatorias y a las de empuje externo (viscosas).

Conclusiones

Mediante un modelo muy simple de no-equilibrio, se muestra cómo pueden ser explicadas todas las características de los reservorios de gas *tight*. Este modelo evita recurrir a algunas explicaciones arbitrarias, tales como la existencia de saturaciones de agua "sub-irreducible", o la desecación de la roca como consecuencia de gas seco circulando repetidamente a través de la trampa (un proceso muy difícil de justificar, teniendo en cuenta la muy baja permeabilidad y las condiciones de sobre-presurización frecuente en estos escenarios).

Las principales consecuencias de este modelo son:

- No se espera que haya zonas de transición capilar significativa en estas acumulaciones.
- El FWL es un concepto sin sentido físico en estos reservorios.
- La saturación de agua detectada en estas acumulaciones está vinculada a la máxima sobre-presurización sufrida en cualquier momento de la historia geológica de la estructura. La sobrepresión es una medida directa de la presión capilar gas-agua.
- El Gas Original in Situ (GOIS) debe ser estimado evitando el concepto de FWL y zona de transición capilar. La estructura sedimentaria y las calidades de roca son las que definen los límites del reservorio.
- Las mediciones de laboratorio deben diseñarse para medir las condiciones reales del reservorio y no para

modelar los procesos. Se destaca la medición directa (muestras nativas o "as received") de Sw, salinidad, porosidad y permeabilidad al gas.

Nomenclatura

- $\Delta\delta$ = Diferencia de densidad
- g = aceleración debida a la gravedad
- FWL = "Free Water Level" (Nivel de agua libre)
- h = altura medida desde el FWL
- NOBP = "Net Overburden Pressure" (presión neta de confinamiento)
- Pc = Presión capilar.
- Pnm = Presión de la fase no mojante
- Pm = Presión de la fase mojante
- Sw = Saturación de agua
- Swirr = Saturación de agua irreducible

Referencias

1. Crotti M. A.: "Water Saturation in *tight* Gas Reservoirs". SPE 107145. SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, Argentina, 15-18 de abril de 2007.
2. Matinsen, R.S, 1994: "Summary of Published Literature on Anomalous Pressures: Implications for the Study of Pressure Compartments", in Ortoleva, P.J. ed., AAPG Mem 61.
3. Bennion D. B. et al.: "Low Permeability Gas Reservoirs and Formation Damage - Tricks and Traps". Paper SPE 59753, presentado ante el 2000 SPE/CERI Gas Technology Symposium, Calgary, Alberta Canadá, 3-8 de abril de 2000.
4. Bennion D. B., Thomas F.B., Schulmeister B.E., Rushing J.: "Laboratory and Field Validation of the Mechanism of Establishment of Very Low Initial Water Saturations in Ultra-Low Permeability Porous Media". Petroleum Society's Canadian International Petroleum Conference 2002, Calgary, Alberta, Canadá, 11-13 de junio de 2002.
5. Schenk C.J., Pollastro R.M.: "Natural Gas Production at the United States. Geological Survey Facts Sheets" FS-113-01, enero de 2002.
6. Crotti M. A., Bardelli J., Masiero D., Fondevila G.: "Aprovechamiento de empujes espontáneos para optimizar secundarias avanzadas". Congreso de Producción del Bicentenario organizado por el Instituto Argentino del Petróleo y el Gas (IAPG), mayo de 2010, Salta, Argentina.
7. Burnie S. W., Dr. Brij-Maini, Kaush Rakhit, Palmer B. R.: "Model for the Origin of Underpressured and Overpressured *tight* Gas Systems: Rate Competitive Gas Generation, Water Drainage and Gas Leakage". AAPG Hedberg Conference, Understanding, Exploring and Developing *Tight* Gas Sands, 24-29 de abril de 2005, Vail, Colorado.
8. Crotti. M. A.: "Movimiento de Fluidos en Reservorios de Hidrocarburos", Editorial Sigma S.R.L., 2004.

Energía en Movimiento

Desde su fundación, en línea con los principales ejes del Plan Energético Nacional, ENARSA ha logrado dar respuestas concretas a las necesidades de energía de todos los argentinos. Un logro en beneficio de todo el país, que de la mano de una sólida red de alianzas, permitieron a ENARSA hacer realidad:

- Más de 80 centrales de generación de energía distribuidas en 17 provincias.
- Acuerdos para la exploración y explotación de toda la Plataforma Continental Argentina.
- El primer parque eólico de gran potencia del país.
- Un banco de datos integral de hidrocarburos.
- Alianzas de investigación y desarrollo.
- Convenios con países de América, Europa y Asia.
- Programa de energías renovables para el cambio de la matriz energética.

De cara al futuro, ENARSA sigue adelante, comprometida con un país que crece, produce y se desarrolla, con el fin de mejorar la calidad de vida de todos los argentinos.

ENARSA. Energía, desafíos y logros.
www.enarsa.com.ar

EN AR SA

Energía Argentina S.A.



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





Completaciones en yacimientos de *gas tight*

Por **Fernando Barbalace, Víctor Vistoso, Edgardo Alfaro, Darío Buzaglo** (Petrobras)

El presente trabajo, seleccionado en el 1° Congreso Latinoamericano y del Caribe de Perforación, Terminación, Reparación y Servicio de Pozos de 2012, tiene por objetivo mostrar la metodología de completación de pozos, utilizada en Río Neuquén en las formaciones *tight gas* de Lajas y Punta Rosada.



1. Sinopsis

La completación de pozos utilizada en Río Neuquén en las formaciones *tight gas* de Lajas y Punta Rosada se realiza de forma “híbrida”, ya que primeramente se completa la Fm Lajas, punzando con cargas explosivas con la técnica de entrada limitada y fracturando por *casing*. Luego, se completa la formación Punta Rosada, punzando de manera erosiva con *coiled tubing* y fracturando por anular, con tratamientos tipo “*point-frac*”.

El uso de la sarta de CT (*coiled tubing*) dentro del pozo al realizar las fracturas de Punta Rosada, agrega datos muy importantes para el bombeo durante el desarrollo de la operación, ya que funciona como *dead string*, y con ella se monitorea la presión de fondo.

La experiencia del desarrollo de sucesivas operaciones ha dejado una gran cantidad de conocimientos, lecciones y oportunidades de mejora que fueron aplicadas trabajo tras trabajo, siendo el motor de la curva de aprendizaje.

De este modo, ha sido posible optimizar operaciones continuas, ya que se realizaron siete fracturas de distintas dimensiones y caudales en un tiempo aproximado de 35 horas, lo que implicó no solo un ahorro importante de costos de servicios, sino también un adelanto significativo en la puesta en producción del pozo.

La presentación de este trabajo brinda la posibilidad de compartir las lecciones aprendidas para aplicarlas en operaciones de yacimientos con similares características.

2. Objetivos de la intervención

El objetivo de la intervención de estos pozos es realizar la completación en las formaciones de Lajas y Punta Rosada.

Si bien ambas formaciones son similares en orden de magnitud en los valores de permeabilidad ($1E-2$ mD/ $1E-3$ mD), presentan diferencia respecto a su presentación en espesores e intercalaciones.

Ambas son formaciones sobrepresurizadas. Mientras Lajas se presenta como un paquete arenoso de espesores netos que van desde 20 a 45 m, Punta Rosada, también de muy baja permeabilidad, se presenta como arenas tipo “lenticulares” en paquetes que van desde 2 m a 5 m de espesor y muy cercanas unas de otras.

Debido a esto, en Lajas se punza con explosivos y se fractura en 2 etapas, Lajas Inferior y Lajas Superior, para luego pasar a la terminación de Punta Rosada, donde se fractura utilizando un sistema “*Point Frac*”, realizando punzados erosivos con CT y fracturando por espacio anular entre CT y *casing* de producción.

3. Arquitectura del pozo

La arquitectura del pozo fue diseñada, de manera de cumplir con los objetivos de la terminación, buscando tener un *flowback* efectivo de limpieza y de producción, prescindiendo de bajar instalaciones adicionales.

Bajo las consideraciones anteriores, se optó por tener un pozo *monobore*, con *casing* de producción de 4 ½”, mediante el cual se realice la terminación sin necesidad de montar un equipo de torre, lo que economiza costos, ya que no es necesario bajar tubulares adicionales de producción.

De esta manera se utiliza ocasionalmente un equipo de CT, para la realización de *gas lift* con N₂, lavado de arena y/o rotadas de tapones.

Se ilustra abajo un esquema del pozo con las cañerías utilizadas (la de 7” es una contingencia, no siempre se baja). Las profundidades son estimadas, pueden variar en +/-100 m.

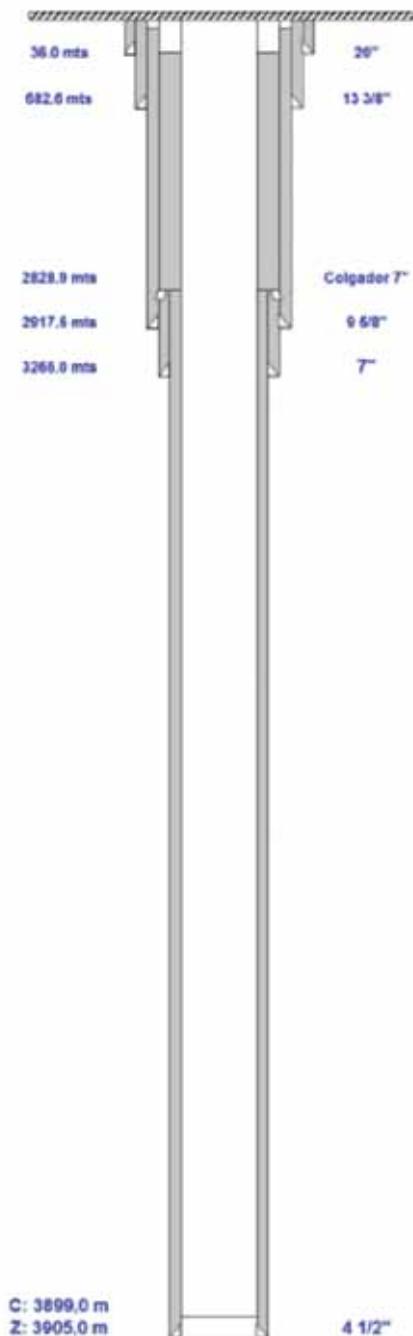


Gráfico 1. Arquitectura del pozo.

Diámetro	Grado	Rosca	Peso	De	Hasta
20"	K-55	BUTT	94,0	0,0	36
13 3/8"	N-80	BUTT	68,0	0,0	682,6
9,625"	P-110	TBL & BUTT	47,0	0,0	2917,5
7"	N-80	BUTT	29,0	2828,9	3266
4,5"	P-110	TBL	13,5	0,0	3905

Tabla 1. Cañerías utilizadas.

4. Fracturas

Como fue adelantado en el punto 2, en estos pozos se realizan 2 tipos de fractura según la formación que se esté estimulando:

4.1. Fracturas Lajas

Son fracturas que van desde 1.500 a 4.000 bls de agente de sostén, variando la cantidad conforme al espesor de capa en cada pozo. Estas fracturas utilizan fluidos de transporte CMHPG (*carbo metil hidroxy propyl guar*), y se encuentran en fase de evaluación migrar a *slick water*. Los volúmenes de agua que se pueden emplear suelen ser de más de 1.000 m³. Los caudales van desde 40 a 60 bpm.

4.2. Fracturas Punta Rosada

Las fracturas en Punta Rosada son de no más de 1.500 bls de agente de sostén; utilizan como fluido de transporte CMHPG y se realizan con punzado abrasivo y por anular entre *casing* y *coiled tubing*. En algunas ocasiones (de poca distancia entre capas), se fracturan dos o más zonas simultáneamente, lo que implica realizar más punzados abrasivos y, según los caudales de diseño, se realizan con la punta del BHA del CT (*bottom hole assembly* del *coiled tubing*), dentro de los lubricadores de boca de pozo.

Normalmente, durante las fracturas, el CT va desde el fondo, moviéndose lentamente hacia arriba, y se utiliza como "*pseudo-death string*", de manera de tener la lectura on-line de las presiones de fondo, como para evaluar y rediseñar tratamientos durante la operación bombeo.

Número	Intervalo	Ag Sostén	Tipo Ag Sostén
Fractura N° 1	3839,5 / 3870,5m	3564 bls	Sinterball 30/60
Fractura N° 2	3784,2 / 3816,9m	1445 bls	Sinterball 30/60
Fractura N° 3	3754,1 / 3757,5m	462 bls	PowerProp 20/40
Fractura N° 4	3741,6 / 3746,9m	660 bls	PowerProp 20/40
Fractura N° 5	3721,6 / 3729,7m	924 bls	PowerProp 20/40
Fractura N° 6	3682,7 / 3691,2m	1023 bls	PowerProp 20/40
Fractura N° 7	3670,5 / 3676,0M	429 bls	PowerProp 20/40
Fractura N° 8	3644,2 / 3661,7m	1518 bls	PowerProp 20/40
Fractura N° 9	3577,4 / 3589,1m	1221 bls	PowerProp 20/40

Tabla 2. Resumen de capas a fracturar en un pozo tipo.

5. Metodología de terminación

Con el objetivo de cumplir las solicitudes para la terminación descritas en el punto 2 del presente trabajo, se realiza un programa detallado de actividades, que se describen a continuación:

1. Punzar Lajas Inferior
2. Fracturar Lajas Inferior
3. *Flowback* Lajas Inferior
4. Fijar TPN *composite* (o TPN de rápida molienda)
5. Punzar Lajas Superior
6. Fracturar Lajas Superior
7. *Flowback* Lajas Superior
8. Montar CT y rotar TPN *composite*
9. Realizar *Flowback* y ensayo por separador
10. Fijar TPN *composite*
11. Montar Equipamiento *Jetting & Frac*
12. Realizar punzado abrasivo con CT y fracturar por anular, dejando tapón de arena (operación cíclica a repetir durante tantas etapas de fractura de Punta Rosada como se requieran)
13. Realizar *Flowback*
14. Rotar TPN *composite*
15. Desmontar CT



Consiga los datos que necesita sin importar las condiciones

El servicio de emulación de registros de pozo abierto NEO™ de Baker Hughes puede generar respuestas sintéticas a partir de datos de neutrones pulsantes usando sólo RPM en pozo entubado. Predice con exactitud las respuestas de densidad, neutrón compensado y resistividad sin importar las condiciones de fondo de pozo, tanto en campos convencionales como no convencionales.

Obtenga más información acerca de cómo obtener los datos que necesita en.
Bakerhughes.com/ReservoirEvaluation



Etapa	Vol. limpio (gal)	Vol. Limpio (bbl)	Vol. sucio (bbl)	Fluido	Arena			Bolsas
DFIT	0	0	0	Agua	0,0	0,0		0,0
PAD	0	0	0	Agua	0,0	0,0		0,0
PAD	35.000	833	833	Gel Lineal	0,0	0,0		0,0
PAD	25.000	595	595	Gel XL	0,0	0,0		0,0
SLUG	8.100	193	198	Gel XL	0,55	0,80	Sinterlite 50/120	55
PAD	20.000	476	476	Gel XL	0,0	0,0		0
1ª Etapa	10.000	238	244	Gel XL	0,5	0,5	PowerProp 30/50	50
2ª Etapa	10.000	238	250	Gel XL	1,0	1,0	PowerProp 30/50	100
3ª Etapa	10.000	238	255	Gel XL	1,5	1,5	PowerProp 30/50	150
4ª Etapa	10.000	238	262	Gel XL	2,0	2,05	PowerProp 30/50	203
5ª Etapa	11.600	276	311	Gel XL	2,55	2,55	PowerProp 30/50	296
6ª Etapa	16.000	381	438	Gel XL	3,10	3,10	PowerProp 30/50	496
7ª Etapa	16.000	381	447	Gel XL	3,55	3,55	PowerProp 30/50	568
8ª Etapa	16.000	381	457	Gel XL	4,10	4,10	PowerProp 30/50	656
9ª Etapa	13.350	318	388	Gel XL	4,5	4,5	PowerProp 30/50	602
10ª Etapa	2.222	53	65	Gel XL	4,60	4,60	PowerProp 20/40	102
11ª Etapa	9.550	227	285	Gel XL	5,2	5,2	PowerProp 20/40	498
Flush	7.602	181	181	gel/agua	0,0	0,0		0,0
Volumen total	220.424	5.248	5.685					3775

Tabla 3. Frac Plan tipo de Lajas Inferior.

16. Completar *Flowback*

17. Realizar ensayo por separador a planta

5.1. Punzado de Lajas Inferior

Este punzado se realiza con agua tratada y filtrada en el pozo (tratada con inhibidor de arcillas y surfactante tensoactivo). Se utilizan cañones de 2 7/8" – 60° 6 TPP 16,5 gr.; luego se analizan parámetros de la formación con un *DFIT* (*Diagnostic Frac Injection Test*), y finalmente se realiza Mini-Frac y Fractura hidráulica.

5.2. Fractura Lajas Inferior

Normalmente, Lajas Inferior se presenta como un paquete de arena de más de 15 m de espesor, y es donde se realiza la fractura más grande. En general, más de 2.000 bls de agente de sostén sintético, para altas presiones de confinamiento y como fue mencionado arriba, se utilizan como fluido de transporte fluidos base agua, *CMHPG*. Los caudales que se manejan son por arriba de los 40 bpm, con volúmenes importantes de fluido a inyectar (dependiendo del tratamiento, pueden superar los 1.000 m³).

5.3. *Flowback* Lajas Inferior

A medida que se van completando pozos, se va optimizando y aumentando la recuperación de fluidos en superficie, evitando la rápida canalización de gas durante esta maniobra.

Después de fracturados, estos pozos surgen solos, sin necesidad de realizarle *gas lift*, debido a que es una formación con presiones por encima del gradiente normal (se suele tener entre 8.000 y 9.000 psi de reservorio en formaciones a 3.900 m de profundidad).

Luego de varios pozos realizados, combinando sistemas y metodologías para el *flowback*, se ha tomado como mejor alternativa, el manejo conforme a una tabla de orificios vs presiones registradas (dejando de lado la metodología anterior de orificios por tiempo).

Como oportunidad de mejora, queda pendiente la medición de fluidos retornados, ya que no siempre se los pue-

de cuantificar. Esto depende de la cantidad de agente de sostén que retorna en el *flowback* que permita conectar el pozo a un separador trifásico y medir líquidos.

5.4. Fijado de TP9 *composite*

Con el correr de las terminaciones se ha trabajado tanto con los tapones ciegos, como con los tapones a bola (que funcionan como válvula de retención permitiendo flujo hacia arriba y reteniendo hacia abajo). La tendencia es continuar usando tapones de bola, aunque existe una limitación para realizar registros *DFIT*, por la posible comunicación de presiones entre capas con migración de gas que dificultan las lecturas.

5.5. Punzado de Lajas Superior

Luego del fijado del TPN, se procede a punzar Lajas Superior. Este punzado se realiza con agua tratada y filtrada en el pozo (tratada con inhibidor de arcillas y surfactante tensoactivo), que se usó para la prueba del TPN. Se realiza punzando con cañones de 2 7/8" – 60° 6 TPP 16,5 gr, luego se analizan parámetros de la formación con un *DFIT* (si el tapón que se fijó es ciego, con el de bola no se realiza *DFIT*), y finalmente se realiza Mini-Frac y Fractura hidráulica.

5.6. Fractura Lajas Superior

Normalmente, Lajas Superior se presenta como un paquete de arena de más de 10 m de espesor. Son fracturas de más de 1.000 bls de agente de sostén sintéticos, para altas presiones de confinamiento y como fue mencionado arriba, se utiliza como fluido de transporte fluidos base agua, *CMHPG*. Los caudales que se manejan son del orden de los 30 bpm. Los volúmenes de fluido a inyectar son menores a los de Lajas Inferior (en general no superan los 1.000 m³).

Se han realizado pruebas con *slick water*, con resultados satisfactorios. Con el transcurso del tiempo y los trabajos, la tendencia es ir migrando a este fluido como transporte de agente de sostén.

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

funcional.com



**Línea
INFINIT**
Modelo
LANDER



Brown



Grey



Beige



Black

WWW.FUNCIONALWEB.COM



FUNCIONAL
CALZADO DE SEGURIDAD

5.7 Flowback Lajas Superior

Aplican las mismas consideraciones realizadas en el apartado 5.3.

5.8. Montar CT y rotar TP9 composite

El tapón de rápida molienda se rota con un motor de fondo de 2 7/8" y una Fresa de 93 mm. El fluido a utilizar para el rotado del TPN es agua filtrada y aditivada. No se utiliza N2, en ninguna concentración debido a los bajos torques que se generan, incluso con motores de fondo destinados para tal fin, prolongando los tiempos de rotación y bombeando más líquido que usando 100% líquido como fluido de transporte motor.

Una vez rotado el TPN, se lava el pozo hasta el fondo, y se induce surgencia (con N2 si es necesario), dejando las 2 capas de Lajas en producción.

5.9. Flowback y ensayo por separador de Lajas

En estos primeros pozos terminados, se ha decidido evaluar Lajas. Ni bien el pozo deja de devolver agente de sostén, se lo conecta al separador (si está la línea de producción instalada se lo conecta a planta) y se evalúa el retorno de fluidos (entre ellos, un dato importante es el caudal de agua de fractura). Luego, extrapolando las curvas de producción, determinamos aproximadamente el volumen del fluido de fractura retornado.

En esta etapa, se realiza también uno o dos *PLT* (*Production Logging Tool*) con distintos orificios, para evaluar aporte de cada punzado de Lajas.

5.10. Fijar TP9 composite

Corren las mismas consideraciones que en el apartado 5.4. Aquí normalmente se deja el pozo acumulando presión mayor cantidad de horas que en la fijada del primer tapón. Esto ayuda a evitar sobrepasar los valores de diseño de presión diferencial del TPN en la prueba de presión hermeticidad.

5.11. Montar equipamiento Jetting & Frac

Se monta un *CT* con el detalle que se describe en la tabla 4 y el gráfico 2. El BHA para realizar la operación está descrito en el gráfico 3.

La herramienta "*Hydra Jet*" tiene 2 boquillas a 180° por donde sale el fluido con la "arena de corte", que es la que realiza la apertura de los orificios.

Otro dato a considerar y tener presente, es que por debajo del *Hydra Jet* se coloca una "Válvula de retención

inversa" (ver en el gráfico 3 "*Ball Sub*"), que cierra el flujo hacia abajo (permitiendo realizar los punzados), y a su vez permite lavar arena por circulación inversa (con flujo ascendente por dentro del *CT*).

5.12. Realizar punzado abrasivo y Fracturar por anular

Esta es una operación cíclica que se realiza para estimular de 7 a 9 capas de la formación Punta Rosada. En primer lugar, se baja el BHA mostrado en el gráfico 3, se constata el TPN *composite* (que se fijó, según el apartado 5.10), y con esto se coloca en profundidad el *CT*. Se levanta la herramienta, marcando en el carretel todos los punzados a realizar. Posteriormente, se posiciona el BHA en la medida del primer punzado y se comienza con la operación. Se inyecta por *CT* abriendo los orificios. Se realiza la primera fractura por anular, levantando lentamente el *CT* hacia la posición siguiente. Se desplaza la fractura. Se espera decantación de arena.

En caso de ser necesario, se reversa para ajustar la altura de este tapón. El ciclo se repite hasta completar el total del programa.

5.13. Realizar flowback

Se toman las mismas recomendaciones mencionadas en los apartados anteriores (5.9, 5.7 y 5.3). En cuanto el pozo deja de devolver agente de sostén, este es conectado al separador trifásico para hacer medición de caudales de líquido y de gas.

5.14. Rotar TP9 composite

Se toman las mismas recomendaciones mencionadas en el apartado 5.8.

5.15. Desmontar CT

Se desmonta desde la BOP que se observa con el número 6 en el gráfico 2 hacia arriba. El resto del equipamiento se deja hasta que el pozo se pueda pasar al separador.

5.16. Completar flowback

Se realiza *flowback* en orificios ascendentes hasta llegar al máximo solicitado en el programa de ensayo de reservorios, observando que no produzca arena al pasar al orificio siguiente. Una vez que dejó de producir arena, por el máximo orificio solicitado, se lo conecta al separador para iniciar el ensayo y se desmontan los elementos del *CT* que quedaron sobre la armadura (elementos 2, 3, 4 y 5) del gráfico 2.

Ítem N°	Descripción	Size (inches)	Rating	ID (in)	Height (m)	Height (ft)	Height Partial (m)
1	Armadura (cliente)	4 1/16	10K	4,06	2,5	8,20	25
2	Válvula exclusiva manual	4 1/16"	10K	4,06	0,65	2,13	3,15
3	Cross Flow en "Y"	4 1/16"	10K	4,06	0,6	1,97	3,75
4	Válvula exclusiva manual	4 1/16"	10K	4,06	0,65	2,13	4,4
5	Brida adaptadora	4 1/16" a 7 1/16"	10K	7,06	0,3	0,98	4,7
6	Single Combi BOP	7 1/16"	15K	7,06	1,6	5,25	6,3
7	Cruz de Fractura (dos entradas de 3° 1502)	7 1/16"	10K	7,06	0,75	2,46	7,05
8	Brida doble esparragada	7 1/16" a 4 1/16"	10K	4,06	0,6	1,97	7,65
9	Válvula exclusiva manual	4 1/16"	10K	4,06	0,65	2,13	8,3
10	Lubricador	4 1/16"	10K	4,06	1,5	4,92	9,8
11	Quad BOP (ram total, ram corte, ram. cuña parcial)	4 1/16"	10K	4,06	1,75	5,74	11,55
12	Stripper packer	4 1/16"	10K	4,06	1	3,28	12,55
13	Cabeza inyectora				2,82	9,25	15,37
14	Cuello de cisne				2,41	7,91	17,78
	Total				17,78	58,33	

Tabla 4. Disposición de BDP con el montaje del CT.

Experiencia global,
con presencia local.



**NOV MSW tiene una fuerte presencia en Argentina
y está dispuesta a servir a los clientes desde su
planta local, en Buenos Aires.**

La línea de productos NOV MSW incluye bombas para uso continuo e intermitente, disponibles en simple efecto y doble efecto, capaces de funcionar en un rango de potencia de 2 a 2800 HP.

NOV MSW también ofrece fabricación, capacitación, asesoramiento de puesta en marcha y visitas a campo, para satisfacer los requisitos de los clientes a nivel mundial.



Email: maw@nov.com

NOV MSW

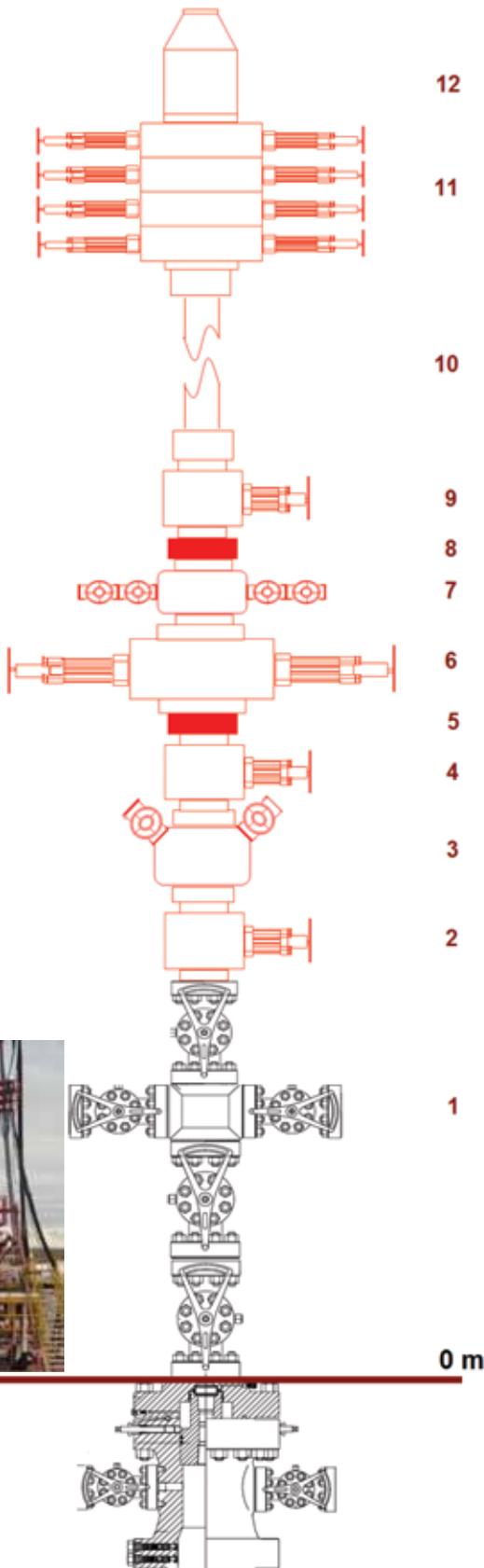


Gráfico 2. Disposición de la BDP para realizar *Jetting & Frac.*

Item	Descripción de la Herramienta	Tool O/D [mm]	Tool I/D [in]	Longitud [m]	Longitud [ft]
14					
13					
12					
11					
10					
9					
8					
7					
6					
5					
4					
3					
2					
1					
1	Conector	81.280	1.600	0.225	0.738
2	Rótula	81.350	1.750	0.295	0.968
3	Desconector 5 pines x 6K Lb	81.350	1.750	0.233	0.764
4	Barra de Peso	81.350	1.750	0.610	2.001
5	Centralizador	89.000	1.750	0.305	1.001
6	Hydra Jet:	89.000	1.000	0.225	0.738
7	Centralizador	89.000	1.750	0.305	1.001
8	Ball Sub	81.350	1.060	0.247	0.810
9	Pata de Mula	81.350	1.750	0.205	0.673
Longitud Total del B.H.A.:				2.650 m	8.695 ft

Nota: Distancia desde los orificios del Jet a Pata de Mula de la herramienta =74,0

Gráfico 3. BHA para realizar *Jetting & Frac.*

5.17. Realizar ensayo por separador a planta

Se realiza el ensayo según solicitud de reservorios (normalmente se llega hasta 18 mm), produciendo el pozo a planta. En esta etapa, en general se corren 2 PLT por distintos orificios.

6. Layout de locación

Debido a que el pozo se termina bajo dos metodologías bien diferenciadas, se distinguen 2 montajes en planta que difieren uno del otro por los distintos recursos empleados para su ejecución. Estos *layouts* pueden observarse en los gráficos 4 y 5.



LUPATECH ESFEROMATIC

El primer pozo de **Shale Gas** en Argentina produce con
Válvulas de Control Esferomatic...



Válvula de Control V1

Esferomatic fabrica, bajo licencia desde 1991, las **Válvulas de Control Foxboro**, siendo el único fabricante en el mundo.

Las válvulas de control **V1S** y **V1C** tienen certificación **ISO 9001** de **Det Norske Veritas**.



Planta Industrial, Administración y Ventas: Gran Canaria 3010, Esquina Laprida - (B1878EEJ) Quilmes Bs. As. Argentina
Tel.:(54-11) 4278-3000 (Líneas rotativas) / Fax: (54-11) 4278-2317/2894 / E-mail: esferomatic@lupatech.com

www.esferomatic.com.ar / www.lupatech.com

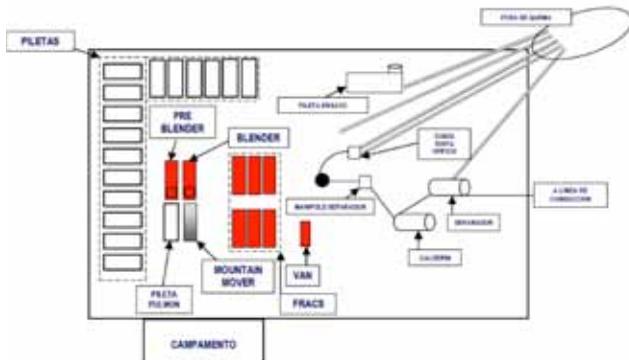


Gráfico 4. **Layout Lajas.**

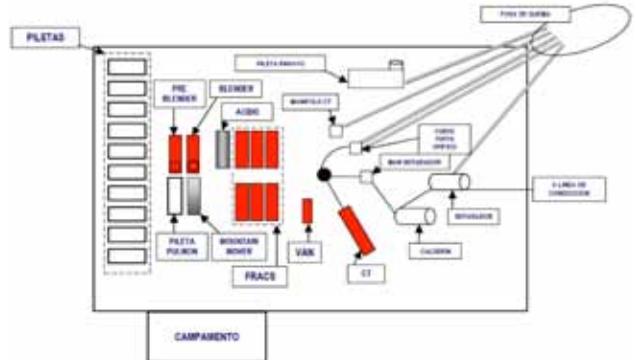


Gráfico 5. **Lay Punta Rosada.**

7. Conclusiones

Con esta metodología, se han mejorado los tiempos de terminación, respecto a los años anteriores, pudiendo llegar a realizar en Punta Rosada 7 fracturas en 35 hs (el mínimo tiempo anterior era 7 fracturas en 72 hs), con lo que a su vez se minimiza el tiempo de contacto de fluido inyectado a formación, comenzando rápidamente el *flowback*.

Para que estas mejoras en tiempo se vean reflejadas en la práctica, es necesaria una muy buena programación previa, realizando un análisis de los cuellos de botella para no tener tiempos muertos (en especial la coordinación de provisión de agua a la locación).

Se están realizando las completaciones de *tight gas* usando dos sistemas distintos de completación y estimulación, maximizando y aprovechando los beneficios de cada sistema.

En la curva de aprendizaje, se han mejorado pozo a pozo los tiempos de terminación, entendiendo que hay un tiempo físico que no se puede acortar.

Se está evaluando el costo/beneficio de realizar las operaciones de *Jetting & Frac* 24 hs/día, aunque el principal obstáculo son los RR.HH.

La arquitectura del pozo y configuración *monobore* minimiza problemas con herramientas (ya que todas son rotatables), y como se mencionó anteriormente economiza las terminaciones, ya que se prescinde de equipos de torre.

Por último, queda destacar que hay muchas oportunidades de mejora que se van detectando y tratando de mejorar con el correr de las intervenciones (una de ellas es el uso de un separador de arena para poder medir fluidos durante el *flowback* con el separador).

NUEVAS CAPACITACIONES

MEDICIONES EN PLANTAS DE PROCESO
Buenos Aires, 25 al 27 de agosto

FUSIONES Y ADQUISICIONES PETROLERAS
Buenos Aires, 28 al 29 de agosto

INTEGRIDAD DE DUCTOS: GESTIÓN DE RIESGOS NATURALES
Buenos Aires, 16 al 17 de septiembre

INTEGRIDAD DE DUCTOS: PREVENCIÓN DE DAÑOS POR TERCEROS
Buenos Aires, 18 al 19 de septiembre

VÁLVULAS DE CONTROL
Buenos Aires, 2 al 3 de octubre

AUDITORÍA Y CONTROL INTERNO EN EMPRESAS DE O & G
Buenos Aires, 17 de octubre

TALLER PRÁCTICO: DESARROLLO DE UN YACIMIENTO DE PETRÓLEO
Buenos Aires, 3 al 7 de noviembre

SELECCIÓN Y ESPECIFICACIÓN DE INSTRUMENTOS DE NIVEL
Buenos Aires, 26 al 27 de noviembre

INTEGRIDAD DE DUCTOS: EVALUACIÓN DE DEFECTOS
Buenos Aires, 2 al 5 de diciembre



IAPG
INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

Vacantes limitadas.
Para más información consultar
[cursos@iapg.org.ar](mailto: cursos@iapg.org.ar)
www.iapg.org.ar/cursos

Invirtiendo en el mercado de combustibles y lubricantes



Somos **AXION energy**, un nuevo actor en el mercado de combustibles y lubricantes.

Una compañía del grupo Bidas, que tomó a su cargo los activos de Esso en el país y participa en el mercado de refinación de petróleo y comercialización de combustibles y lubricantes.

AXION energy integra la amplia experiencia de Esso, con más de 100 años de trayectoria en la refinación y comercialización de combustibles y lubricantes, con la excelencia operativa y el desarrollo tecnológico alcanzado por Bidas en sus 54 años de historia en el país, agregando valor y tecnología a sus productos en beneficio de sus clientes, socios comerciales, empleados y la comunidad.

Nos impulsa la superación.

Informe anual de producción no convencional de petróleo y de gas en la Provincia del Neuquén

Por *Nicolás Gutiérrez Schmidt* y *Cecilia Lauri*
(Dirección de Estudios, Dirección Gral. de Información
y Estudios de la Dirección Provincial de Hidrocarburos)

La producción no convencional considerada en este informe corresponde a los reservorios de gas en arenas compactas (*tight gas*) y petróleo y gas en esquistos bituminosos (*shale oil* y *shale gas*); los datos fueron consultados en el Capítulo IV de S.E.N.. El informe está elaborado en marzo de 2014.

Dentro de los reservorios de *tight gas* en la provincia del Neuquén, se pueden encontrar aquellos correspondientes al Gr. Pre cuyano, Formaciones: Los Molles, Las Lajas, Lotena, Punta Rosada, Tordillo, Mulichinco, Sierras Blancas/Tordillo y el Basamento. La producción alcanzó los 253 M³ mensuales en diciembre de 2013 (promedio diario de 8,1 M³/d), con un total de 235 pozos productores, donde la principal empresa productora es Total Austral S.A., con una participación del 45% (Fm. Mulichinco), seguida por Apache Energía Argentina S.R.L. (Gr. Precuyo) con un 20,4%, Petrobras Argentina S.A. (Fm. Las Lajas, Mulichinco, Punta Rosada y Tordillo) con el 17,5% y YPF S.A. (Fm. Las Lajas, Lotena y Precuyo) con el 9,2%.

La producción de reservorios *shale* en la provincia comprende a la Fm. Los Molles y a la Fm. Vaca Muerta. La Fm. Los Molles, con un total de 3 pozos exploratorios al 2013 y un pozo productor de gas, alcanzó una producción acumulada de 19,5 M³, con una producción promedio diaria de 12 M³/d en el mes de diciembre de 2013.

La Fm. Vaca Muerta cuenta con un total de 90 pozos exploratorios (YPF. S.A. 36%, Total Austral S.A. 14%, Pluspetrol S.A. 12%). Al mes de diciembre de 2013, el número de pozos productores de petróleo de la Fm. Vaca Muerta llegó a 159, con una producción promedio diaria de 1.870 m³/d con 690 M³/d de gas asociado y una acumulada total de petróleo de 584,9 M³. La principal empresa productora es YPF S.A. con un 92% del total en petróleo y un importante aporte de gas asociado del área Loma La Lata - Loma Campana, que involucra más del 70% del total de gas medido. Por otra parte, la producción de gas con solo 4 sondeos productores alcanzó una producción promedio diaria de 35 M³/d y una acumulada de 42,3 M³, encabezada por Total Austral S.A. con un 62% del total.

Si se considera la producción total de petróleo en la provincia del Neuquén, el petróleo y condensado de la Fm. Vaca Muerta representa un 10,7%. La producción de reservorios *tight* y de los reservorios *shale* (Fm. Vaca Muerta y Fm. Los Molles) representan un 16,4 % y un 1,5% de la producción de gas total respectivamente.

Gas en arenas compactas (*tight gas*)

Los reservorios de *Tight Gas* en la Provincia del Neuquén comprenden las siguientes Formaciones:

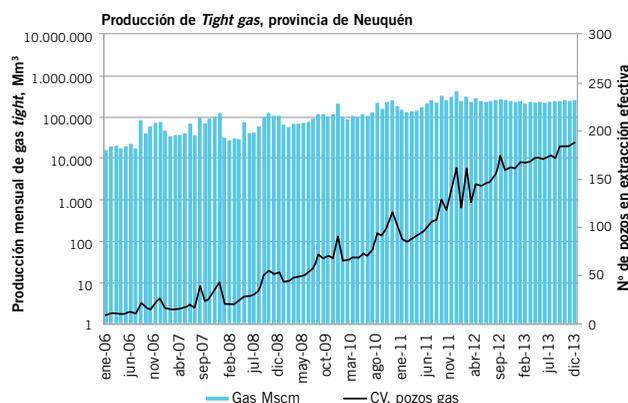


Figura 1. Producción histórica de *tight gas* y número de pozos productores en la provincia del Neuquén.

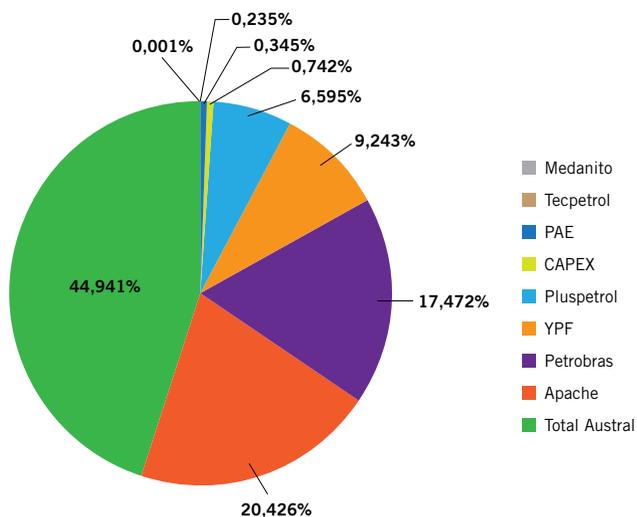


Figura 2. Participación por empresas en la producción acumulada (al 31/12/13) de *tight gas* en la provincia del Neuquén.

- Pre cuyano
- Los Molles
- Lajas
- Lotena
- Punta Rosada
- Sierras Blancas/Tordillo
- Mulichinco
- Basamento
- Sierras Blancas

Se trata de 235 pozos, de los cuales 47 son direccionales, 16 horizontales y 168 verticales. Solo 188 pozos del total se encuentran en producción efectiva a diciembre del 2013.

Formación Los Molles

La producción de *shale gas* en la Fm. Los Molles corresponde al pozo APA.Nq.ACO.xp-2001(h), en el área Anticlinal Campamento.

Pozos exploratorios:

Año 2011: APA.Nq.ACO.xp-2001(h) (I)

Año 2012: APS.Nq.ADC.xp-1016

Año 2013: PLU.Nq.LChiO.x-1

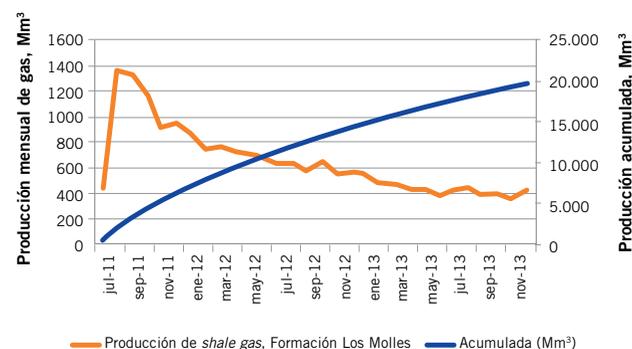
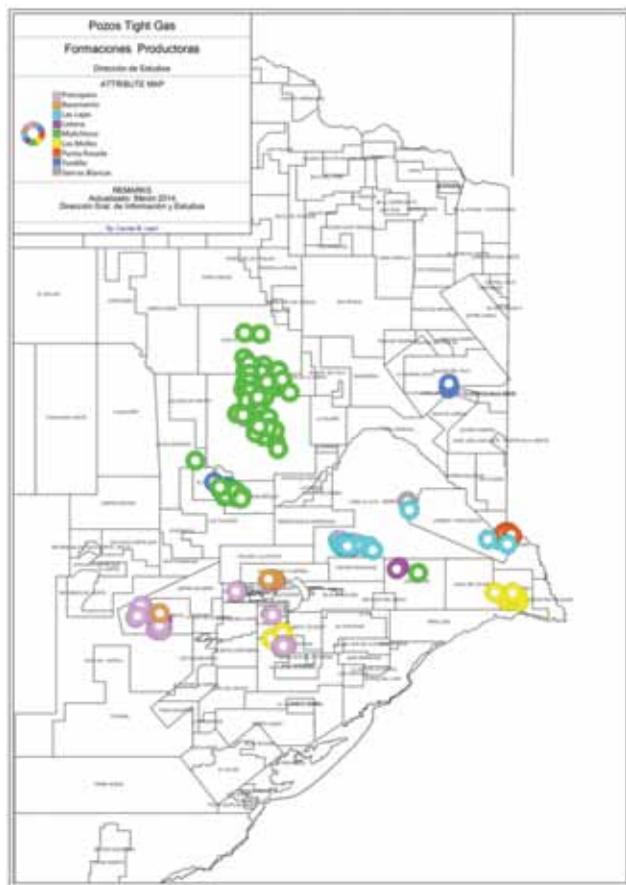
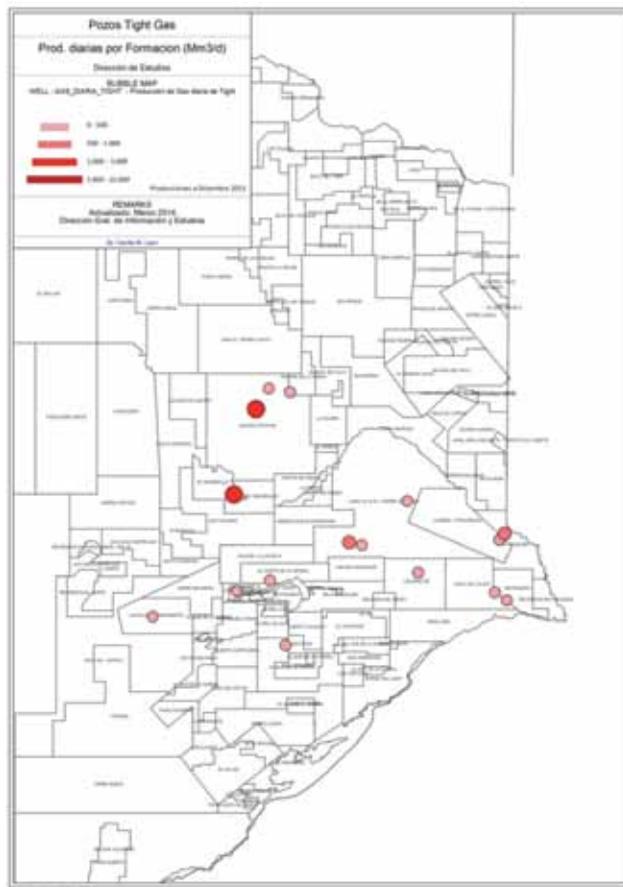


Figura 3. Producción histórica y acumulada de *shale gas* en la Fm. Los Molles, provincia del Neuquén, correspondiente al pozo APA.Nq.ACO.xp-2001(h).



Mapa 1. Formaciones y áreas productoras de gas en arenas compactas (*tight gas*).



Mapa 2. Producción promedio diaria de *tight gas* por yacimiento (diciembre de 2013).

Formación Vaca Muerta

La producción de petróleo de la Fm. Vaca Muerta, en el marco de los **reservorios no convencionales de shale**, estimulados a través de fracturas hidráulicas múltiples, tiene una historia próxima a los 4 años. Los primeros descubrimientos en el año 2010 están atribuidos a los pozos YPF. Nq.LLLK.x-1 (*shale gas*) y YPF.Nq.LLL-479 (*shale oil*) en el mes de junio y noviembre respectivamente. Sin embargo, en la provincia del Neuquén hay pozos productores de dicha Formación que datan del año 1980 (tabla 1), que no son considerados dentro de la producción no convencional.

Por otra parte, es importante destacar que dentro de los pozos considerados como no convencionales de *shale*, existen un mínimo de pozos (6 pozos) productores del intervalo inferior de la Fm. Quintuco, los cuales deberían ser tratados de manera distinta, ya que no encuadran dentro de las definiciones de este tipo de reservorios. Sin embargo, por cuestiones de simplicidad, son incorporados por pertenecer a los proyectos de exploración y desarrollo de la Fm. Vaca Muerta.

Pozos exploratorios:

Empresa	2010	2011	2012	2013	Total general
YPF	3	14	12	4	33
TOTAL		1	6	6	13
PLUSPETROL		2	7	2	11
AMERICAS PETROGAS ARG.			4		4
CHEVRON			2	2	4
ROCH		1	1	2	4
SHELL			1	3	4
MEDANITO			2	1	3
O&G				3	3
APACHE		1	1		2
EXXON MOBIL				2	2
PAN AMERICAN		1	1		2
PETROBRAS			1	1	2
ARGENTA			1		1
CAPEX			1		1
TECPETROL				1	1
Total general	3	20	40	27	90

Tabla 2. Pozos exploratorios por empresa en el período 2010-2013.

Año	Área	Yacimiento	Sigla	ID pozo SEN	Fm.	Sist. Ext.	Estado	Tipo
1985	BAJADA DEL PALO	PUESTO SIN NOMBRE	YPF.Nq.PSNo.x-2	42936	VMUT	BM	EEF	Pet.
1980	BAJADA DEL PALO	BAJADA DEL PALO	YPF.Nq.BP.x-2	42900	VMUT	BM	EEF	Pet.
1983	BAJADA DEL PALO	BAJADA DEL PALO	YPF.Nq.BP.a-7	42905	VMUT	BM	EEF	Pet.
1995	LINDERO ATRAVESADO	LINDERO ATRAVESADO OCCIDENTAL	BRI.Nq.AB.LA-74	34769	VMUT	SN	EEF	Pet.

Tabla 1. Pozos de Capítulo IV declarados como productores de la Fm. Vaca Muerta en el período anterior al primer descubrimiento de gas. Fuente: Cap. IV - Enero 2010.

Sabemos controlarlo. Podemos prevenirlo.



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

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

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

Risk Management SAFE WELL Program

RIG AND WELLHEAD INSPECTIONS & AUDITS:

- Relevamientos de Equipos Torre.
- Rig High Pressure Well Control Equipment.
- Inspecciones a Bocas de Pozos.
- Auditorías de Simulacros de Surgencias en Equipos Torre.

BLOWOUT CONTINGENCY PLANS - BOCP

- Actualizaciones, confecciones y seguimientos.
- Introducción del DIRECTORIO DE SERVICIOS Y EQUIPAMIENTOS PARA BLOWOUTS.
- Training para optimizar estos recursos.

TRAINING:

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



© AB

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



LOCKWOOD

La satisfacción del saber hacer

COMMITTED TO PREVENT ENERGY LOSS

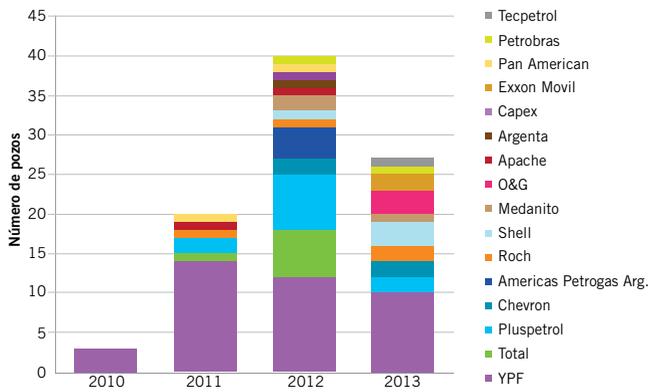


Gráfico 4. Pozos exploratorios por empresa en el período 2010-2013.

Pozos productores:

Pozos	Horizontales	Verticales	Total
Petróleo	17	161	178
Gas	1	13	14
Total	18	174	

Tabla 3. Número de pozos productores de petróleo y de gas y diferenciados entre horizontales y verticales.

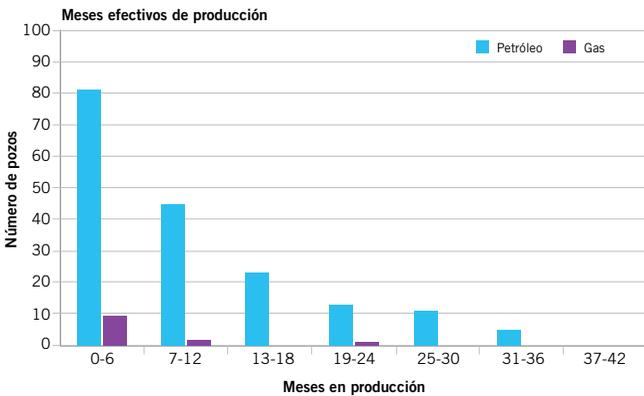
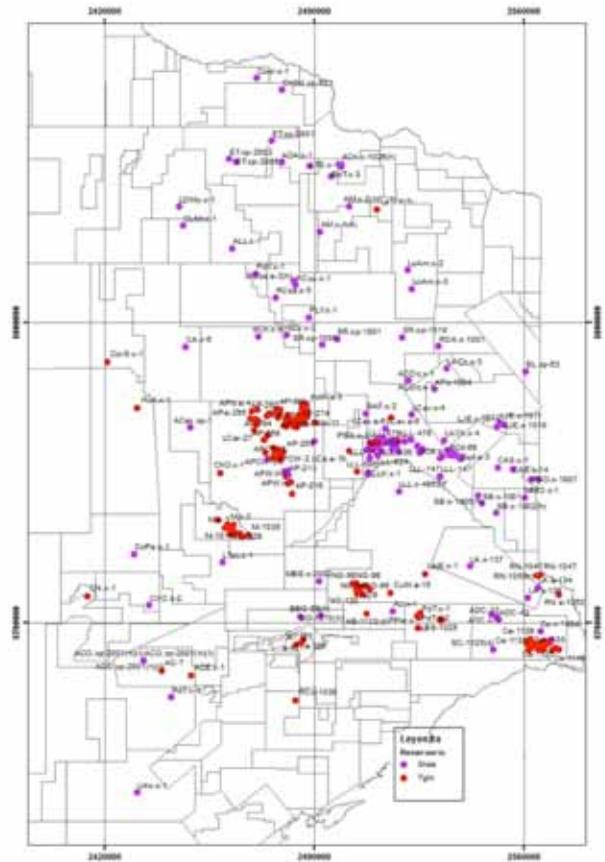


Gráfico 5. Meses efectivos de producción de los pozos de petróleo y de gas. Solo el 20% de los pozos de petróleo tienen una historia de producción mayor a 2 años.

Pozos exploratorios y productores en reservorios *Shale* y *Tight* en la provincia del Neuquén



Mapa 3. Ubicación de los pozos exploratorios y productores en reservorios no convencionales.

M 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



CUBRIENDO **EL MAPA.**
SATISFACIENDO **SUS NECESIDADES.**



PRODUCTOS PARA PERFORACIÓN | SERVICIOS PARA COMPLETACION Y WORKOVER | SERVICIOS PARA PRODUCCIÓN | SOLUCIONES TÉCNICAS Y SUBMARINAS

Superior soluciones que se extienden al mundo.

Somos una empresa que se compromete a satisfacer inmediatamente las necesidades de nuestros clientes de petróleo y gas, y siempre hemos creído en ir más allá de sus expectativas. Ese compromiso se extiende alrededor del mundo mientras continuamos ampliando nuestros servicios de perforación, terminación y producción a nuevos mercados internacionales. Donde sea que nos necesite, nuestro servicio es Superior.

Explore Superior soluciones en: www.superiorenergy.com

Esmeralda 1080 5º Piso, (C1007ABN) Bs.As. Argentina
Tel.:(+54-11) 5530-1150



SUPERIOR
ENERGY SERVICES, INC.

Formación Vaca Muerta

Producción No Convencional en reservorios *shale* en la provincia del Neuquén

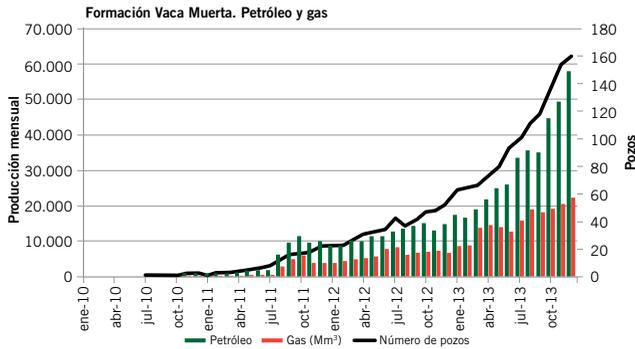


Gráfico 6. Producción de petróleo (petróleo y condensado) y gas (gas seco y gas asociado) en la provincia del Neuquén. En línea negra se puede observar el número de pozos productores por mes.

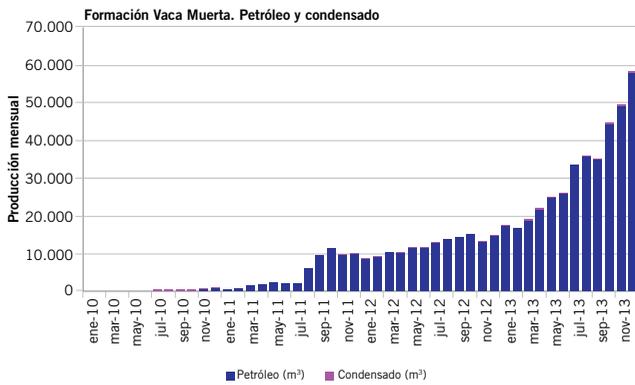


Gráfico 7. Producción de petróleo y condensado.

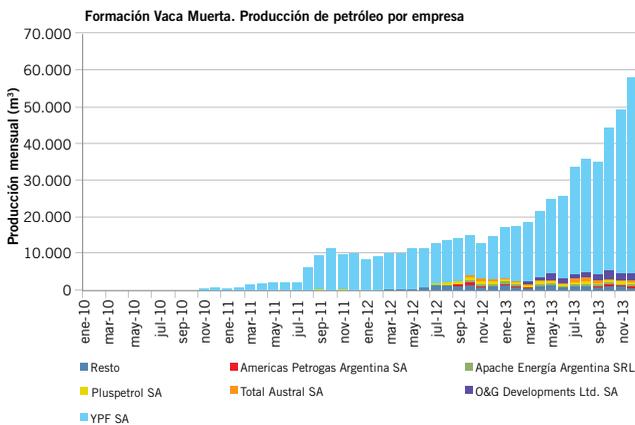


Gráfico 8. Producción de petróleo diferenciada por empresa operadora.

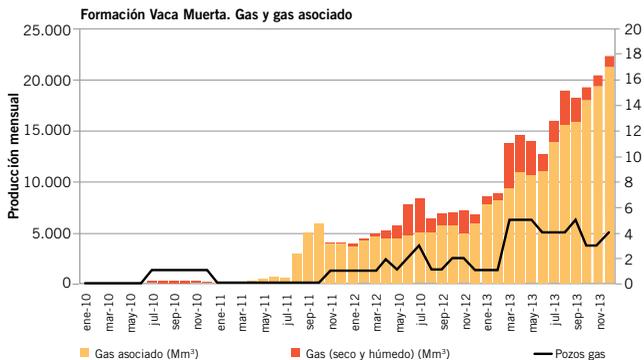


Gráfico 9. Producción de gas y gas asociado a la producción de petróleo.

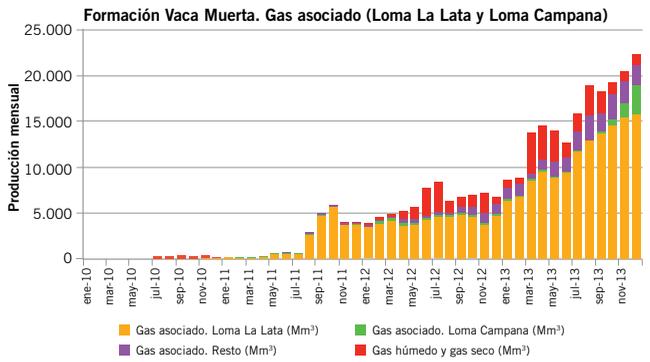


Gráfico 10. Producción de gas asociado de las áreas Loma La Lata y Loma Campana en comparación con el resto de las empresas y la producción de gas seco y gas húmedo.

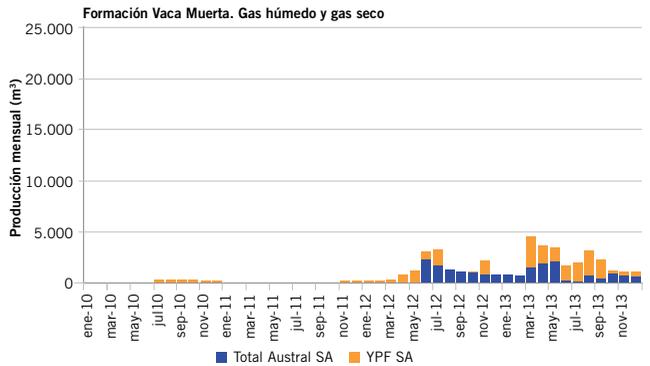
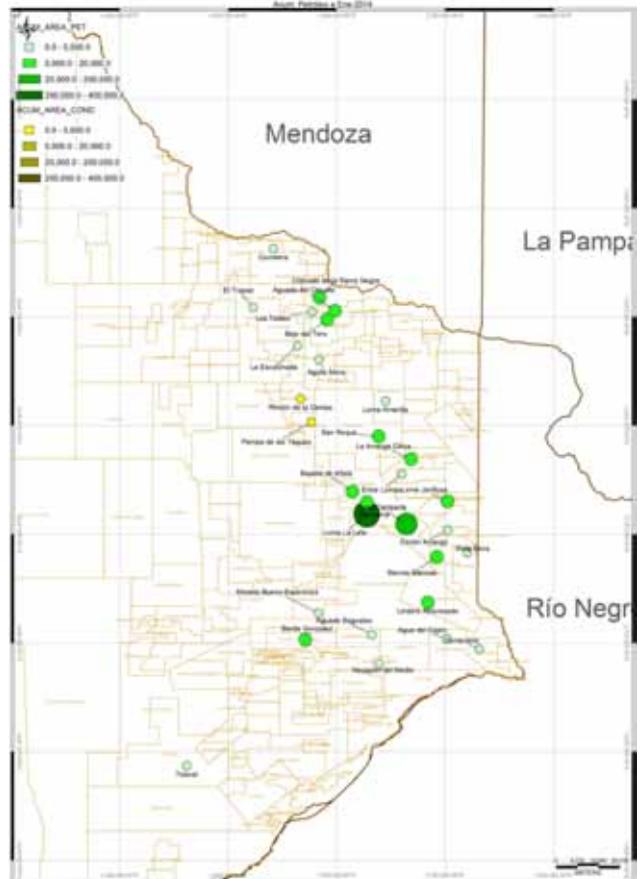


Gráfico 11. Producción de los pozos gasíferos por empresa.

Producción acumulada de petróleo y condensado (m³)



Mapa 4. Producción acumulada de petróleo y condensado a enero de 2010, medida en m³.

Energía que sabemos generar



Servicio de excelencia en la Generación de Energía Eléctrica.

Diseño y fabricación de equipos para el proceso de Petróleo y Gas, con estampa ASME.

Paquetizado en Argentina de unidades compresoras de gas.

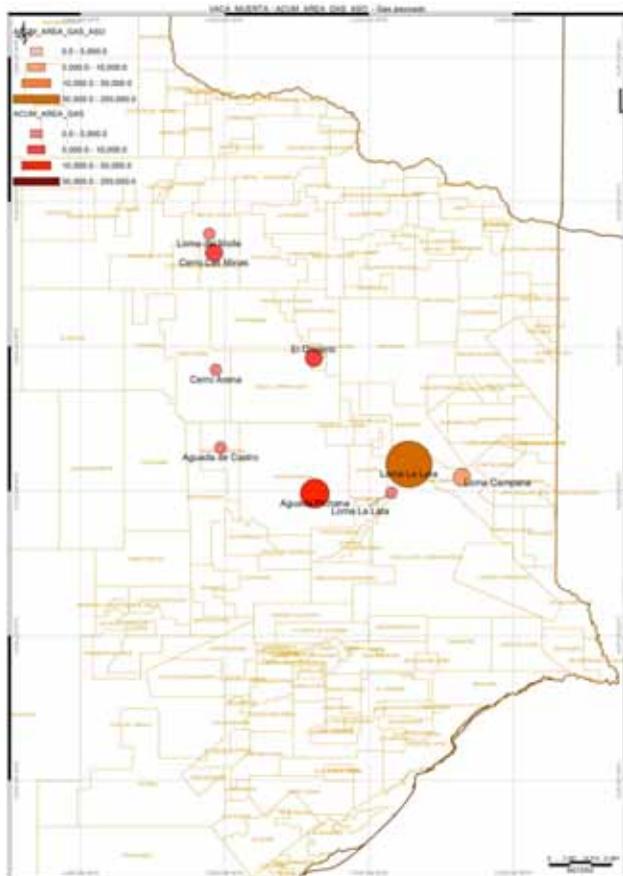
Fabricación de estructuras pesadas para la industria en general.



Energía en movimiento

www.jfsecco.com.ar

Producción acumulada de gas y gas asociado al petróleo (Mm³)



Mapa 5. Producción acumulada de gas y gas asociado al petróleo a enero de 2010 medida en Mm³.

Comparación entre producción no convencional y producción convencional. Año 2013

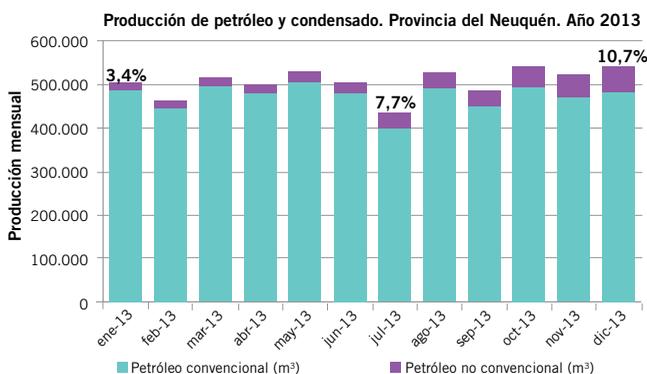


Gráfico 12. Producción no convencional y comparación convencional de petróleo. En diciembre de 2013 la producción de petróleo de la Fm. Vaca Muerta alcanzó el 10,3% del total de la provincia del Neuquén.

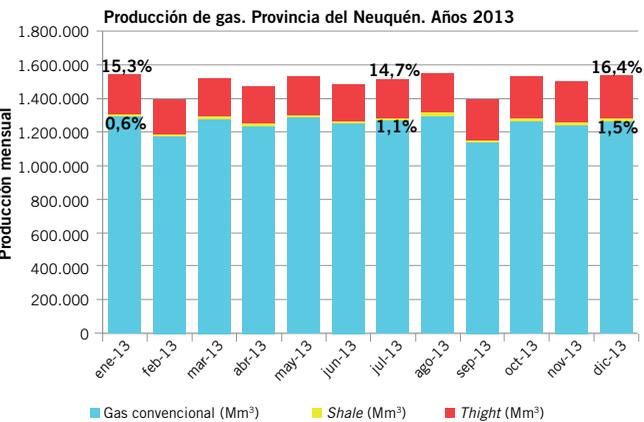


Gráfico 13. Producción no convencional y comparación convencional de gas. En diciembre de 2013 la producción de gas de arenas Tight alcanzó el 16,4% del total de la provincia del Neuquén. La producción de gas de shale (Fm. Vaca Muerta y Fm. Los Molles) solo alcanza el 1,5%.

Análisis de la producción y pozo tipo

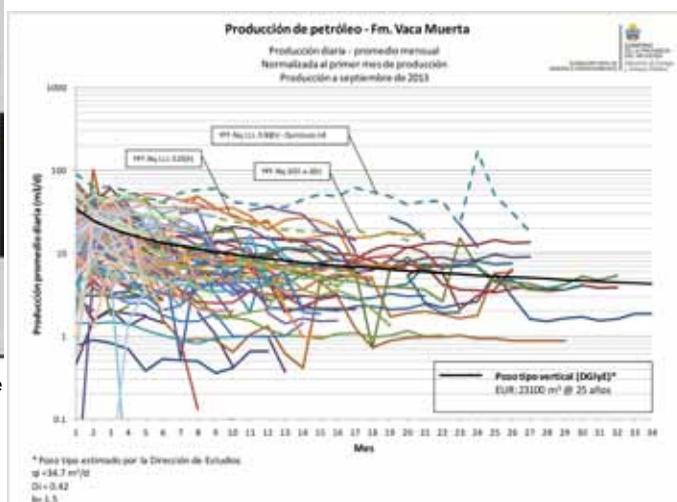


Gráfico 14. Comparación pozo tipo vertical de petróleo y producción normalizada al primer mes de producción.

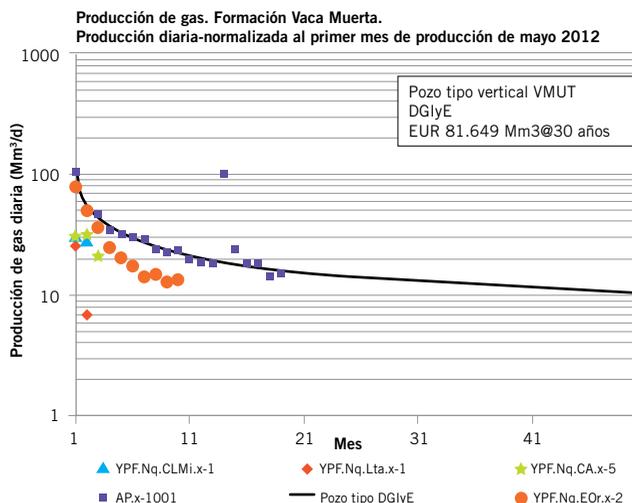


Gráfico 15. Comparación pozo tipo vertical de gas y producción normalizada al primer mes de producción.



Oil & Gas Products & Services Argentina SA

PROMOVIENDO SOLUCIONES INTEGRALES PARA MAXIMIZAR LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS EN NUESTRO PAÍS.



Dos décadas de trayectoria incrementando sostenidamente nuestro contenido local, nuestra participación y compromiso con el mercado energético Argentino, líderes en el mercado compartido de bombeo electro-sumergible.

- Equipos de bombeo electrosumergible con capacidad desde 15 m³/día.
- Sensores de fondo para uso extremo de temperatura y profundidad.
- Bombas de superficie para transferencia e inyección con capacidades hasta 10.000 m³/día y presiones de hasta 450 kg/cm².
- Variadores de frecuencia para toda la gama.



PLANTA INDUSTRIAL:

Dalle Mura 150, Barrio Industrial
Comodoro Rivadavia

CONTACTO

consultas.WPSArgentina@ge.com
Tel.: +54 0297 440 7500



imagination at work

Arenas más allá del acatamiento a las normas

Por **Victoria Florencia Peñaranda**
(Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Cuyo).
Tutor: Enrique Lanza



La arena es el agente de sostén imprescindible para realizar la estimulación hidráulica en el desarrollo de no convencionales; por el momento, la oferta en la Argentina es exigua, si bien hay numerosas investigaciones en marcha. En este trabajo, premiado por la *Society of Petroleum Engineers (SPE)* de Argentina, se plantean las especificaciones que debe cumplir la arena, los ensayos más relevantes que se realizan en el control de calidad de agentes de sostén y los límites con los cuales se trabaja, según especificaciones de la norma API 19C.



Los datos obtenidos de ensayos en laboratorio, realizados bajo normas API, son una herramienta esencial en la selección del agente de sostén. A nivel internacional, se encuentra una vasta oferta que cumple con estas especificaciones, y es normal que se constate la eficiencia de las mismas en cuanto a calidad antes de llegar al uso en los pozos petroleros. Sin embargo, los costos de los agentes de sostén del exterior resultan elevados y es necesario analizar otras opciones a nivel nacional.

Una de las problemáticas actuales a la cual se enfrentan las empresas inversoras es la estrecha oferta de los agentes de sostén en la Argentina. Hasta el momento, la oferta de estos se encuentra en el umbral, y es imprescindible que cumplan las especificaciones, que se constate y confirme la calidad para que puedan adquirir competencia y puedan ser usados masivamente en el desarrollo de yacimientos no convencionales.

Resulta necesario y apremiante que se avance en mayor grado, en cuanto a investigación y desarrollo de agentes de sostén en el país. Más aun, es importante considerar las elevadas cantidades que se requerirán para la producción de hidrocarburos en el desarrollo de Yacimientos no convencionales. Estas masas son tan elevadas que la producción nacional de agentes de sostén permitirá una reducción de costos significativa en el costo total de las inversiones en el desarrollo de estos yacimientos, y un fuerte ahorro de divisas para nuestro país al reemplazar estos insumos importados por insumos nacionales. Como consecuencia, se podrá avanzar en la consolidación de este tipo de yacimientos, considerando que Argentina se encuentra como una de las mayores reservas a nivel mundial.

Surge un cuestionamiento acerca de las especificaciones de la norma. Estas fueron diseñadas principalmente para lo que se obtenía y obtiene en yacimientos ubicados en el exterior. Este modelo a seguir requiere que las arenas que se obtengan en yacimientos ubicados en nuestro territorio tengan una semejanza normativa en todos sus aspectos. Entonces, ¿qué tan riguroso deberá ser el acatamiento a las especificaciones de la norma en cuanto a valores obtenidos en el laboratorio de muestras de origen nacional? Observando los resultados estudiados, se encontró fundamentalmente que arenas de origen nacional no cumplen con el tema de redondez, cumpliendo el resto de los parámetros analizados en forma categórica.

Se describirán a continuación los ensayos más relevantes que se realizan en el control de calidad de agentes de sostén y los límites con los cuales se trabaja, según especificaciones de la norma API 19C. Gracias a la colaboración del laboratorio LECOR, perteneciente a la UNCuyo, se realizó un análisis de distintas muestras, y así se pudo observar el comportamiento de las mismas. Con los resultados obtenidos se realizó un examen para poder trazar posibles rangos de valores para los cuales el alejamiento respecto a los valores de las normas (el cual se debe a la falta de redondez) es permisible o aceptable, teniendo en cuenta valores alcanzables y a la vez razonables para el uso de agentes de sostén nacionales, considerando la absoluta razón de costo beneficio, que indudablemente será menor que en arenas del exterior.

Introducción

Agentes de sostén: consideraciones

Los agentes de sostén tienen una importancia crítica en el éxito de un tratamiento de fractura, y la efectividad del mismo determina la productividad del pozo tratado.

La elección inadecuada del agente de sostén puede conducir al fracaso de la operación, o en muchos casos los resultados no satisfacen las expectativas, conduciendo a una pérdida de producción que puede llegar a ser muy importante. Para seleccionar adecuadamente un agente de sostén, hay que conocer sus propiedades físicas y su composición. Deben efectuarse, para ello, controles previos de laboratorio, siguiendo las especificaciones de la norma Práctica Recomendada ANSI/API API 19 C, o su idéntica, la ISO 135032/2, y complementariamente se encuentran los estudios de conductividad de fractura que se pueden realizar siguiendo la norma API RP 61 (corto plazo), o la Práctica Recomendada ANSI/API 19D (largo plazo), o su idéntica ISO 13503/5.

Se deben analizar cuáles son los requerimientos del pozo y, una vez que estos estén definidos, decidir cuál es el tipo de agente de sostén que se adecúa a lo solicitado considerando además el balance técnico económico. Esto significa evaluar el precio del mismo y su calidad; ambos parámetros siempre deben considerarse a la par en el momento de la selección.

Las propiedades requeridas de los agentes de sostén para fracturación hidráulica consistirían en cumplir con consignas solicitadas por norma en cuanto a tamizado, densidad, solubilidad, turbidez, redondez y esfericidad y resistencia a la compresión.

Tipos de agentes de sostén

El agente de sostén más convencional, pionero y de mayor uso en la industria del petróleo, es la arena. Actualmente, se están desarrollando productos más resistentes que sean capaces de adaptarse a las necesidades del pozo. Los productos más comunes son:

- Arena.
- Arenas recubiertas en resina (curado completo).
- Cerámicos.
- Bauxitas.

Es importante distinguir las características propias de cada agente de sostén. La arena, por su lado, es la más económica y generalmente provee suficiente conductividad de fractura para presiones de cierre menores a 8.000 psi, según sea la malla designada para la fractura hidráulica. Su gravedad específica es cerca de 2,65.

Las arenas recubiertas en resina de curado completo pretenden cubrir el espacio entre la arena común y los agentes de sostén de alta resistencia, y se las suele designar como de "Resistencia intermedia". Tienen una conductividad similar a la de la arena convencional y pueden aumentar entre 1.000 psi a 2.000 psi la resistencia de la arena inicial.

La bauxita y los cerámicos son de alta resistencia y se usan en pozos profundos en general. Presentan el inconveniente de su costo elevado comparado con la arena y otros agentes de sostén. Otro de sus inconvenientes es su alta densidad (3,6 g/cm³ para la bauxita y 2,9 g/cm³ para los cerámicos aproximadamente). Esto implica fluidos de fracturación de mayor capacidad de acarreo, incrementando las necesidades de potencia, caudal y presión; puede resultar difícil operativamente teniendo en cuenta el tiempo de sedimentación de las partículas, ocasionando fuertes incrementos de costos.

Función del análisis de propiedades

El análisis de las propiedades de los agentes de sostén está basado en las normas, y estos procedimientos han sido desarrollados para evaluar la calidad del agente de sostén usados en la fracturación hidráulica.

Estos análisis permiten comparar las características físicas de varios agentes de sostén ensayados bajo condiciones determinadas, y hacer en consecuencia una selección adecuada acorde a las necesidades requeridas.

Herramientas de análisis usadas

Las Normas API (*American Petroleum Institute*) determinan los estándares de calidad que deben cumplir los agentes de sostén para ser aptos para el uso en fracturas hidráulicas. Estas son:

1. Práctica Recomendada ANSI/API 19C, Primera edición, mayo 2008. Medición de propiedades de agentes de sostén usados en operaciones de Fracturación



Hidráulica y *Gravel-Packing* (empaquetamiento con grava) (ISO 13503-2:2006 (Práctica recomendada, industria del petróleo y del gas-fluidos y materiales de terminación de pozos).

Esta norma provee procedimientos estándares de ensayo y determina qué parámetros físicos y químicos deben cumplir los agentes de sostén (arenas, arenas resinadas, cerámicos o bauxitas) para ser usados en fracturas hidráulicas.

Esta nueva norma reemplaza a las siguientes normas: NORMA API RP 56 – Práctica recomendada para el ensayo de arena usada en operaciones de Fracturación hidráulica; NORMA API RP 58 – Práctica recomendada para el ensayo de arena usada en operaciones de *Gravel Packing*; NORMA API RP 60 – Práctica recomendada para el ensayo de agentes de sostén de alta resistencia usada en operaciones de fracturación.

Las especificaciones de propiedades que deben cumplir los agentes de sostén se mencionan en la siguiente norma:

2. Práctica recomendada ANSI/API 19C - Primera edición, mayo 2008. Medición de propiedades de agentes de sostén usados en operaciones de fracturación y *Gravel-packing* (ISO 13503-2:2006), Práctica recomendada para la industria del petróleo y del gas natural: Fluidos y materiales para terminación de pozos) Enmienda 1: Agregado al Anexo 3: especificación para agentes de sostén.

También se pueden completar los estudios de la calidad de estos agentes de sostén evaluando la conductividad de fractura creada bajo condiciones de presión de confinamiento. Este análisis está basado en la siguiente norma:

3. NORMA API RP 61. Prácticas recomendadas para evaluar la conductividad del empaquetado con agentes de sostén de corto plazo.

Esta norma evalúa la conductividad de un agente de sostén sometido a carga en tiempos cortos de ensayo y, actualmente, en base a nuevos estudios de conductividad, la inclinación es hacia la norma ISO 13503/5, o su idéntica, la norma Práctica recomendada API 19D. Medición de la conductividad de agentes de sostén para largo plazo.

En el Laboratorio de Estudios sobre Coronas, LECOR, de la Facultad de Ingeniería de la UNCuyo, se realizan diversos trabajos a empresas del medio, relacionados con la compra o venta de agentes de sostén. El mismo trabajo certificado bajo normas de calidad ISO 9001/2008 desde el año 2000, y realiza el control de calidad de agentes de sostén bajo normas vigentes desde el año 2003.

Metodología experimental

Procedimiento de muestreo

Es fundamental una adecuada metodología de muestreo; esta asegurará la obtención de muestras homogéneas y la consecuencia radica en resultados de ensayos de control de calidad representativos.

El muestreo está destinado a minimizar los efectos de la segregación de las partículas por el tamaño. Las partículas naturalmente encuentran el camino de menor resistencia cuando se mueven o cuando se aplica una fuerza. Durante el traslado o movimiento, las partículas de diferente tamaño y masa naturalmente se separan o segregan.



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



En cuanto al número de muestras, en la norma se especifica una muestra por cada 9.000 kg (20.000 lb), o fracción menor de la misma. Se obtendrá un máximo de 10 muestras por contenedor a granel, las cuales serán combinadas y ensayadas.

Los principales muestreos de agentes de sostén (API RP 19 C), se realizan sobre vagones de tren o camiones, sobre bolsas (98 lb) o bolsones (3.300 lb), y además hay otro para realizar directamente durante la operación de fractura.

Todas las muestras serán obtenidas de una corriente de circulación, de agente de sostén, con un muestreador automático o manual, y se exige que los muestreos se realicen en forma dinámica (nunca en forma estática). El dispositivo de muestreo será utilizado con su longitud perpendicular a la corriente de circulación del agente de sostén. Este será pasado a una velocidad uniforme de lado a lado a través de todo el ancho de corriente del agente de sostén en movimiento, lo cual será realizado cuando el material se esté moviendo hacia o desde una cinta transportadora a un blender, camión, vagón o contenedor a granel.

Muestreo en depósitos

Actualmente, LECOR tiene 2 tipos de muestreadores, uno bajo Normas API: Muestreador para bolsas de 100 lb y otro Muestreador tipo caño cerrado, aceptado por las compañías petroleras nacionales para muestreo en bolsones. Todas las muestras que se obtengan se deben mezclar, cuartear y ser usadas como una única muestra.

Muestreo durante la fractura

Consiste en un muestreador bajo normas API para fractura, que se utiliza directamente a la salida del contenedor de arena y la tolva de entrada al blender. A partir de las dos toneladas métricas de iniciado el flujo de arena se deben tomar muestras a intervalos semejantes que aseguren la representatividad del muestreo realizado.

Análisis de tamizado

Se efectúa con el fin de verificar si la granulometría del agente de sostén es adecuada para la malla indicada y también para conocer la distribución granulométrica. Esto es importante ya que dos arenas con la misma malla y diferente distribución granulométrica, pueden tener diferente resistencia. La permeabilidad y la capacidad de flujo de la fractura dependen en gran medida de la granulometría.

Para el control de granulometría existen tamices estandarizados, cuya calidad debe cumplir con la norma ASTM E-11-81. Para cada granulometría se deben usar diversos tamices, cuya estandarización responde a lo indicado en la tabla 1.

Sieve-opening sizes											
µm											
	3 350/ 1 700	2 360/ 1 180	1 700/ 1 000	1 700/ 850	1 180/ 850	1 180/ 600	850/ 425	600/ 300	425/ 250	425/ 212	212/ 106
Typical proppant/gravel-pack size designations											
	6/12	8/16	12/18	12/20	16/20	16/30	20/40	30/50	40/60	40/70	70/140
Stack of ASTM sieves ^b											
First primary sieve in bold type	4	6	8	8	12	12	16	20	30	30	50
	6	8	12	12	16	16	20	30	40	40	70
	8	10	14	14	18	18	25	35	45	45	80
Second primary sieve in bold type	10	12	16	16	20	20	30	40	50	50	100
	12	14	18	18	25	25	35	45	60	60	120
	14	16	20	20	30	30	40	50	70	70	140
	16	20	30	30	40	40	50	70	100	100	200
	pan	pan	pan	pan	pan	pan	pan	pan	pan	pan	pan

^a Sieve series as defined in ASTM E 11.
^b Sieves stacked in order from top to bottom.

Tabla 1. Tamaño de tamices usados para el control de agentes de sostén.

Instrumental y especificaciones

El conjunto de equipos utilizados consiste en un tamizador (Rotap), un juego de tamices, pinceles y una balanza. El tamizador proporciona la acción simultánea de rotación y de golpes suaves transversales. Debe estar calibrado con



Figura 1. Tamizador Rotap y conjunto de tamices.

las siguientes especificaciones: 290 rpm, 156 golpes/min, altura del golpeador 33,4 mm y cronómetro con precisión de +/- 5 seg. En la figura 1 se observa el tamizador junto con el juego de tamices. Por otra parte, los pinceles (necesarios para limpiar los tamices al terminar de pesar la muestra), pueden ser de nylon o similar, y la balanza debe tener una precisión de 0,1g o mejor. En la figura 2 se muestran las balanzas utilizadas en el laboratorio.



Figura 2. Balanzas.



RESULTADO REAL

Optimizando la perforación con técnicas de presión controlada

Loma La Lata, Argentina

Utilizando las técnicas de perforación con presión controlada (MPD) de Weatherford, la operadora perforó la sección de 6-1/8" con seguridad, minimizando los riesgos asociados a la utilización de lodo de alta densidad, las formaciones sobre-presurizadas y el estrecho margen operativo. Sumado a esto, se alcanzó una cementación de excelente calidad al mantener la presión de fondo de pozo constante. La operadora logró evitar situaciones de descontrol de pozo y obtuvo una reducción de 10 días en sus tiempos operativos, además de identificar tres nuevas zonas productivas.

La tecnología MPD nos permite realizar perforaciones exitosas en condiciones donde la tecnología convencional simplemente no funciona. Contacte a su representante Weatherford para trabajar en conjunto con un equipo especializado que posee 20 años de experiencia en Argentina ayudando a superar los más diversos desafíos.

El procedimiento operativo del ensayo es el siguiente:

- 1-Se arma la serie de tamices a utilizar según norma. Apilar un mínimo de siete tamices, controlados con un conjunto patrón (ver tabla 1) más un depósito y tapa, teniendo los tamaños de los orificios de tamiz decrecientes desde arriba a abajo. Ejemplo: para una Malla 20/40: armar el juego de tamices con los siguientes tamices: 16 – 20 – 25 – 30 – 35 – 40 – 50 – Fondo.
- 2-Se cuartea la muestra hasta reducirla a la cantidad a utilizar.
- 3-Se pesa el total de la muestra cuarteada (entre 100 y 120 gr).
- 4-Se pesa cada tamiz y se registra su masa.
- 5-Se vierte la muestra cuarteada sobre el tamiz superior, se coloca la pila de tamices además del fondo y la tapa, en el tamizador. Se tamiza durante 10 minutos.
- 6-Se retiran tamices del Rotap y se pesa individualmente el contenido de cada tamiz y el depósito de fondo.
- 7-Se calculan los porcentajes individuales de cada tamiz de acuerdo al peso obtenido anteriormente.

$$\text{Porcentaje (\%)} = \frac{\text{Peso Total del Tamiz}}{\text{Peso Total de la muestra}} \times 100$$

- 8- Se calcula la pérdida operativa: sumar todos los pesos individuales, restar al peso total de la muestra inicial, calcular porcentaje de pérdida (no debe superar el 0,2%).

La norma especifica que un mínimo del 90% de la muestra ensayada debe pasar el tamiz más grueso y debe ser retenido hasta el tamiz más fino de la malla especificada. Para el caso de una muestra con malla 20/40, por ejemplo, será: un mínimo del 90% debe pasar el tamiz 20 y debe quedar retenido antes del tamiz 40. También detalla que no puede quedar retenido en el tamiz superior, el más grueso, más del 0,1% del total de la muestra ensayada, y que los finos retenidos en el fondo, que corresponden a tamaños menores que el último tamiz, no superen el 1%.

Ensayo de solubilidad al ácido

La solubilidad al ácido es usada para determinar la concentración de elementos solubles en ácido que contaminan al agente de sostén, generalmente más blandos, y que al recibir el esfuerzo del cierre de la fractura se rompen y migran dentro del sistema poral artificial creado, originando pérdidas de conductividad. La norma especifica que el ensayo consiste en usar una solución 12:3 HCl:HF (12% de masa de HCl y el 3% de masa de HF).

Equipamiento y valores dentro de especificaciones

Para el ensayo se utiliza: una balanza, con una precisión de 0,001g; vaso de precipitados, entre 150 ml y 200 ml de capacidad, de polietileno o polipropileno; probeta graduada o matraz aforado, de 1.000 ml del mismo tipo de material anterior; horno (105 °C); baño de agua (66 °C); equipo analítico de filtración, resistente al ácido utilizando una técnica de filtrado al vacío y papel de filtro en forma de círculos a base de celulosa, resistente al ácido. En la figura 3 se muestran los aparatos e instrumentos que se usan en el ensayo.



Figura 3. Elementos de laboratorio utilizados en el ensayo de solubilidad.

Los valores de solubilidad de un agente de sostén son importantes desde el punto de vista de la calidad del mismo. En la tabla 2 se observan los valores admisibles de solubilidad para arenas y cerámicas.

Tamaño del agente de sostén, malla.	Solubilidad máxima, % en masa.
Arenas, arenas resinadas	
-Mayor o igual a 30/50.	2.0
-Menor a 30/50.	3.0
Bauxitas y Cerámicas	7.0

Tabla 2. Límites de solubilidad al ácido para agentes de sostén.

Ensayo de turbidez

El propósito es determinar la cantidad de partículas en suspensión u otras partículas finamente divididas que contaminan la muestra. En otras palabras, este ensayo indica los elementos blandos que posee el agente de sostén que en presencia de agua pueden crear finos en suspensión y taponar el sistema poral de la fractura.

Se realizan mediciones de la propiedad óptica de una suspensión, que resulta de la dispersión y absorción de luz por las partículas suspendidas en el líquido humectante. Cuanto mayor sea el número de turbidez, más partículas en suspensión estarán presentes. Los resultados se expresan en FTU (*Formazin Turbidity Unit* / Unidades de Turbidez de Formazina) y/o NTU (*Nephelometric Turbidity Unit* / Unidades Nefelométricas de Turbidez).



Figura 4. Agitador orbital.



Figura 5. Turbidímetro.

En la figura 4 se observa el agitador orbital utilizado para este ensayo, y en la figura 5 se muestra el turbidímetro.

La turbidez de los agentes de sostén para fracturación no deberán exceder los 250 FTU (NTU).

Determinación de la densidad bulk, Densidad aparente y Densidad absoluta del agente de sostén

La densidad bulk se refiere a la masa del agente de sostén que llena un volumen unitario e incluye al agente de sostén y a su porosidad. Se utiliza para determinar la masa del agente de sostén necesaria para llenar una fractura o un silo de almacenamiento. El procedimiento para la determinación de la densidad bulk está basado en la norma ANSI B74.4. En la figura 6 se detallan las partes del equipo utilizado (estas aparecen señaladas en negro).

La densidad aparente es medida con un fluido de baja viscosidad que moja las partículas e incluye el espacio poral. El líquido de prueba utilizado para el ensayo puede ser kerosene o petróleo parafínico y se utilizan aproximada-



Figura 6. Equipamiento para la determinación de densidad bulk y densidad aparente. En negro se tiene el equipo necesario para la densidad bulk y, en azul, para la densidad aparente. En este último, se advierte el aspecto de un picnómetro con kerosene, conteniendo la muestra ensayada en el fondo.

mente 10 g de muestra. Se observa en la figura 6 un conjunto de picnómetros utilizados en el laboratorio (indica-



Figura 7. Porosímetro al gas.



EST. 1917

Villa La Angostura - Parque Nacional Nahuel Huapi

UNA TRADICIÓN PATAGÓNICA

USD 120
TARIFA PREFERENCIAL




ABRIL A OCTUBRE DE 2014

Tarifa expresada en dólares americanos, por persona por noche en base single o doble. Mínimo 10 habitaciones y 2 noches. Incluye IVA. Sujeto a variaciones sin previo aviso. Válido hasta el 31 de octubre de 2014. Se excluye Semana Santa y desde el 1 de julio al 10 de agosto de 2014. Sujeto a disponibilidad.

Info & reservas: (+5411) 4803 0030 | grupos@correntoso.com | www.correntoso.com



Figura 8. Vista general de la prensa de carga hidráulica. Consta de un sistema hidráulico y platos paralelos, entre los cuales se monta la celda con la muestra.



Figura 9. Celdas para el ensayo de resistencia a la rotura, en estas se carga la muestra a ensayar.

Clasificación al 10% de rotura	Presión	
	MPa	psi
1K	6,9	1.000
2K	13,8	2.000
3K	20,7	3.000
4K	27,6	4.000
5K	34,5	5.000
6K	41,4	6.000
7K	48,3	7.000
8K	55,2	8.000
9K	62,1	9.000
10K	68,9	10.000
11K	75,8	11.000
12K	82,7	12.000
13K	89,6	13.000
14K	96,5	14.000
15K	103,4	15.000

Tabla 3. Clasificación al 10% de rotura.

dos en azul). Esta densidad se utiliza para la calibración de los densitómetros usados durante la fractura y también para el tiempo de sedimentación de las partículas.

La densidad absoluta es la densidad del grano de agente de sostén. Da una estimación para la comparación entre distintos agentes de sostén en cuanto a la calidad del mismo. Es una medición directa del volumen real que ocupan los granos sin tomar en cuenta la porosidad del sistema, es decir, excluye poros que pueden estar en la arena como así también los espacios vacíos. Se utiliza el porosímetro al gas (figura 7) para su medición, el cual está basado en la Ley de Boyle.

Ensayo de resistencia a la rotura

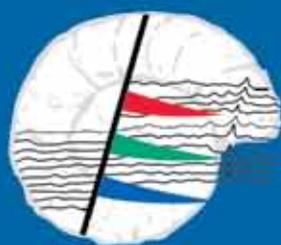
En este ensayo se determina la calidad del agente de sostén evaluando la cantidad porcentual que se rompe cuando es sometido a una presión de confinamiento. La muestra tamizada es colocada dentro de un pistón y se la somete a diferentes cargas, midiéndose los porcentajes de rotura que pasan por el tamiz más fino de la malla seleccionada.

Cuando una arena es sometida a altos esfuerzos de compresión, se produce la rotura de parte de los granos, generando partículas de menor tamaño y de forma indefinida. Este efecto es indeseable. El grado de rotura depende del esfuerzo aplicado, de la geometría de la arena, de la superficie de contacto y de la granulometría.

Este ensayo es útil para determinar y comparar la resistencia a la rotura de distintos agentes de sostén. El análisis de los resultados obtenidos proporciona indicaciones sobre el esfuerzo máximo que puede absorber o soportar un agente de sostén cuando este se encuentre confinado en la fractura del pozo.

Equipo y especificaciones

El conjunto de herramientas consiste en una prensa hidráulica (capaz de aplicar la carga necesaria para ciertos niveles de presión; figura 8) y una celda (cuyo material co-



IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos

IAPG INSTITUTO ARGENTINO DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

Hotel InterContinental - Mendoza, Argentina.
3 al 7 de Noviembre 2014



Rompiendo Paradigmas

Fotografía Fernando Pose
Diseño: Rodrigo Bobbio en Filippi

organiza



Informes:

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

auspician institucionalmente



EAGE

EUROPEAN ASSOCIATION OF GEOLOGICAL ENGINEERS

Mendoza **TURISMO**



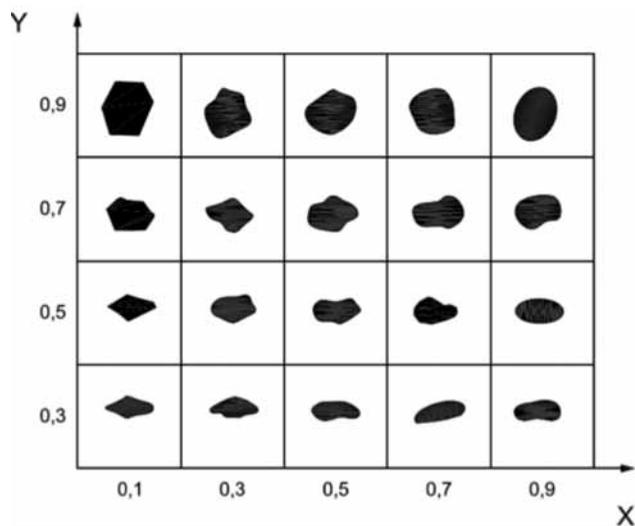


Figura 10. **Tabla de comparación visual de redondez y esfericidad.**
Referencias: X: Redondez; Y: Esfericidad

responde a un acero aleado 4340 con determinados valores de dureza; figura 9). Los otros materiales incluyen un divisor de muestras, tamices, tamizadora, balanza y temporizador.

Las normas en vigencia determinan que se debe informar la presión a la cual el agente de sostén no supera el 10% de rotura una vez ensayado, según la tabla 3.

Esfericidad y redondez del agente de sostén

En este procedimiento, se evalúa e informan las formas del agente de sostén. Se utiliza una tabla patrón (Krumbein, W.C. y Sloss, L.L.) para estimar valores de la esfericidad y redondez (figura 10).

Este sistema comparativo es visual y depende de la observación subjetiva del personal que la realiza, y puede variar para observadores diferentes.

La esfericidad determina el grado de acercamiento de la forma de la partícula examinada respecto de una esfera. La redondez, en cambio, es una medida de la rugosidad relativa de la partícula o la curvatura superficial, considerando las esquinas que pueda presentar respecto de una superficie totalmente lisa.

Estos parámetros son importantes ya que determinan

la calidad y resistencia a la compresión de los agentes de sostén; además influyen en la capacidad de flujo de la fractura. También es importante considerar el efecto que tienen estos parámetros en la capacidad de incrustamiento sobre las caras de la fractura creada; el menor incrustamiento se logra con granos que tiendan a esferas perfectas.

Es en este aparatado donde surge la necesidad de estudio y análisis de los parámetros establecidos dentro de las especificaciones de la norma. A continuación, se describe el procedimiento utilizado para determinar los valores de redondez y esfericidad y, al final de dicha descripción, se citan los valores que tendrían que tener las arenas y cerámicos según lo establecido por la norma.

Materiales y procedimientos

La comparación visual es subjetiva y debe efectuarse con binocular de 10 a 40 X, comparando la muestra analizada con las formas indicadas en el gráfico patrón de la figura 10. La balanza analítica debe tener una precisión de 0,001g.

Procedimiento:

- 1-Mezclar la muestra con el cuarteador hasta obtener una muestra reducida, 1 g o 2 g.
- 2-Seleccionar un mínimo de 25 granos al azar; se enumeran y se fotografían.
- 3-La redondez y esfericidad se determina por comparación con tabla visual(*) dando los valores sugeridos por la misma.
- 4-Se informa el valor de esfericidad y redondez de la muestra calculando la media aritmética de dichas mediciones individuales.

(*) "Carta para la estimulación visual de la esfericidad y redondez en la estratigrafía y la sedimentación", Segunda edición Krumbein, W.C. y Sloss, L.L.

Límites y especificaciones

La norma proporciona ciertos rangos de valores admisibles para la redondez y esfericidad. Para los cerámicos y bauxitas, estos deben tener una esfericidad y redondez promedio de 0,7 o mayor en ambos casos. Para las arenas se especifica una esfericidad y redondez promedio de 0,6 o mayor en ambos casos.

Cuando los agentes de sostén son evaluados, se les da un valor de redondez y esfericidad promedio por compa-

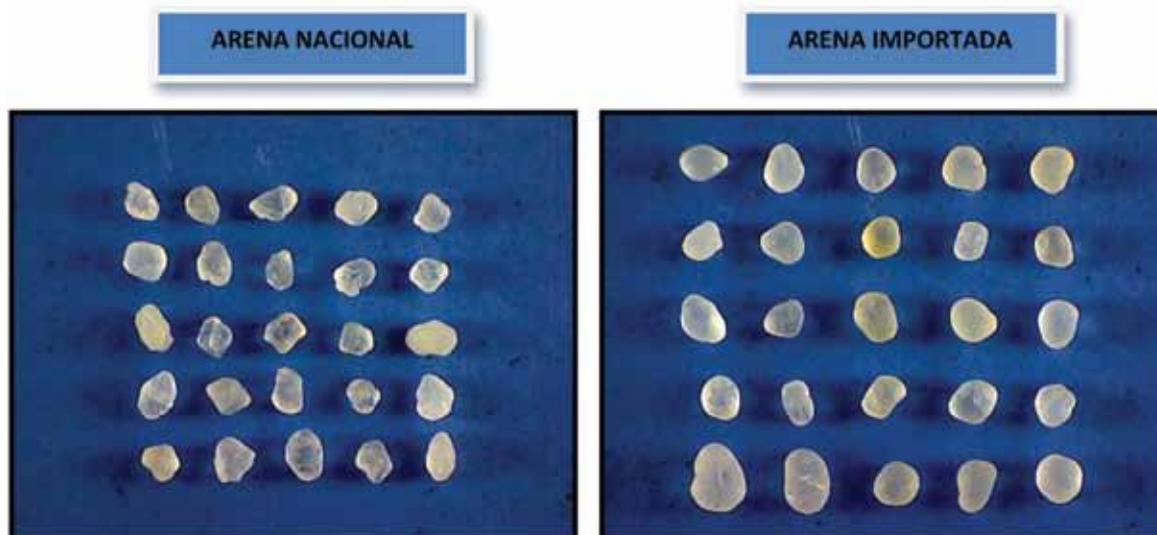


Figura 11. **Comparación entre una arena nacional y una importada.**

ración con la tabla. Si estos cumplen con los valores mencionados en el párrafo anterior, se dice que el agente de sostén ensayado está dentro de las especificaciones de la norma, o que cumple con las especificaciones de redondez y esfericidad.

Análisis y resultados

Debido a la necesidad de grandes cantidades de agentes de sostén involucradas en fracturas hidráulicas de yacimientos no convencionales a desarrollar en la Argentina, se evalúa actualmente la producción de agentes de sostén naturales dentro del país.

Primeramente, es preciso aclarar la peculiaridad de la carta de comparación utilizada como herramienta para determinar la redondez. Observando la figura 10 (tabla de comparación visual de redondez y esfericidad de Krumbain, W.C. y Sloss, L.L.), se puede notar que los granos patrón de la tabla consisten en una figura bidimensional, cuyos bordes periféricos no muestran la superficie total de los granos a evaluar.

En el momento de hacer un análisis comparativo para determinar la redondez de cada grano analizado, resulta vacilante o subjetivo asignarle un valor, pues en la partícula se pueden percibir angulosidades que presenta en todo su volumen, mientras que en la carta de comparación solo se ve un plano de la misma. Si observamos las muestras según su perfil (según tabla), daría una redondez quizás superior a la verdadera, para la cual debe considerarse la rugosidad del grano en su totalidad y no únicamente la superficie perimetral. Se puede acotar que este tipo de tabla funciona muy bien con agentes de sostén importados, los cuales generalmente tienen una redondez y esfericidad muy buena, que cumplen holgadamente con los límites solicitados por norma. En la figura 11 se puede percibir la notoria diferencia en cuanto a la geometría y forma del agente de sostén de una arena nacional y una importada.

Al realizar los estudios de parámetros de arenas nacionales se encontró que, en general, los resultados de la mayoría de los ensayos realizados a estos agentes están dentro de la normativa internacional actualmente en uso.

Al analizar la redondez de las arenas nacionales, evaluándolas de modo tal de considerar la totalidad de la superficie de las muestras (no solo su perímetro planar), e

intentando mantenerse lo más ajustado posible a la tabla presentada por las normas en vigencia, se percataría como resultado que la redondez de las arenas nacionales quedaría fuera de especificación, ya que no llegan al 0,6 de promedio solicitado.

Si se descartara la posibilidad de usar agentes de sostén nacionales, por no cumplir con la redondez necesaria, se podría estar perdiendo la posibilidad de lograr una fuerte reducción de costos en las fracturas hidráulicas y también un gran ahorro de divisas, ya que no se estarían comprando insumos importados. Además, se debe considerar que el consumo de este material va a crecer exponencialmente en el desarrollo de los yacimientos no convencionales.

La re-evaluación de la redondez de arenas nacionales se presenta entonces como una alternativa para poder comenzar a usarlas masivamente en los yacimientos, aunque no cumplan con la norma en este ítem. Esto es siempre y cuando se demuestre fehacientemente que los otros parámetros en juego cumplan perfectamente con valores solicitados por norma. Lo antedicho podría influir en gran medida en el desarrollo de campos nacionales.

Entonces, se piensa que no se debería excluir a aquellos agentes de sostén que presenten valores de redondez menores que los especificados por norma. Eventualmente se podría, a nivel nacional, bajar los requerimientos de redondez solicitados por la norma. En el siguiente apartado se amplía este tema, recurriendo a ensayos realizados en el Laboratorio de Estudios sobre Coronas LECOR.

Estudio de agentes de sostén nacionales

Se estudiaron distintas muestras de arenas nacionales, analizando parámetros de redondez, esfericidad, resistencia a la rotura y porcentaje de finos. El análisis de la redondez subjetivo usado, se basó en la evaluación del grano en su totalidad considerando su superficie; no se consideró un análisis estrictamente perimetral.

En cada una de las figuras siguientes, se observan 5 granos de arenas con distintos valores de redondez y resistencia a la rotura. La malla de todas las muestras es la misma y por practicidad solo se muestran 5 granos en lugar de los 25. Los valores de redondez y esfericidad de estos 5 granos al examinarlos resultaron ser representativos del valor promedio de redondez y esfericidad obtenido para los 25 granos.

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

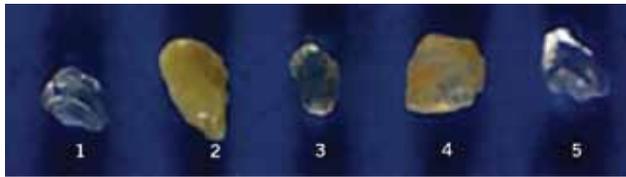
Oficina
San Martín 793, Piso 2º "B" C1004AAO Bs. As., Argentina

Teléfono
(54-11) 5352-7777

Fax
(54-11) 5256-6319

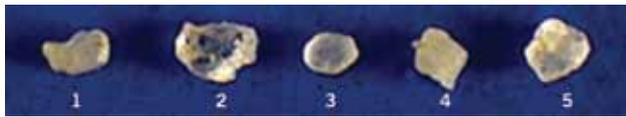
website
www.vyp.com.ar

email
info@vyp.com.ar



Nº	Redondez	Esfericidad
1	0,3	0,7
2	0,3	0,5
3	0,7	0,7
4	0,3	0,9
5	0,1	0,5
Promedio	0,34	0,66
Presión (psi)	4.000	
Finos (%)	7	
Clasificación al 10% de rotura	4K	

Figura 12. Resumen de propiedades, muestra 1.



Nº	Redondez	Esfericidad
1	0,3	0,7
2	0,3	0,3
3	0,9	0,7
4	0,1	0,5
5	0,5	0,5
Promedio	0,42	0,54
Presión (psi)	5.000	
Finos (%)	37,3	
Clasificación al 10% de rotura	-	

Figura 13. Resumen de propiedades, muestra 3.

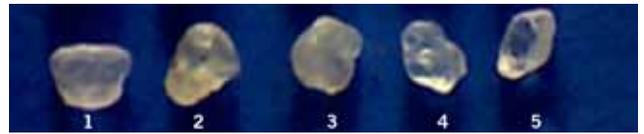
En las figuras 12 y 13 se observan muestras con valores de resistencia no tan aceptables. La primera muestra se clasificó como 4K y se nota el bajo valor de redondez obtenido. En la figura 13 la redondez mejora, pero cuando se la ensayó a 5000 psi, la cantidad de finos que se extrajeron del tamiz fueron mayores al 10%, lo cual deja a la muestra fuera de especificaciones.

En las próximas muestras ensayadas, los valores de redondez y de resistencia a la rotura mejoran y, en lo que respecta al porcentaje de finos, este está dentro de los límites de la norma.



Nº	Redondez	Esfericidad
1	0,9	0,7
2	0,5	0,5
3	0,5	0,7
4	0,7	0,7
5	0,3	0,3
Promedio	0,58	0,58
Presión (psi)	5.000	
Finos (%)	8,9	
Clasificación al 10% de rotura	5K	

Figura 14. Resumen de propiedades, muestra 4.



Nº	Redondez	Esfericidad
1	0,7	0,9
2	0,5	0,5
3	0,5	0,7
4	0,3	0,5
5	0,3	0,5
Promedio	0,46	0,62
Presión (psi)	6.000	
Finos (%)	9	
Clasificación al 10% de rotura	6K	

Figura 15. Resumen de propiedades, muestra 2.



Nº	Redondez	Esfericidad
1	0,3	0,7
2	0,5	0,7
3	0,1	0,3
4	0,7	0,7
5	0,5	0,5
Promedio	0,42	0,58
Presión (psi)	6.000	
Finos (%)	5	
Clasificación al 10% de rotura	6K	

Figura 16. Resumen de propiedades, muestra 7.

En las muestras que se presentan a continuación, se puede percatar la mejora en cuanto a resistencia, mientras que la redondez comprende valores del orden de 0,4.



Nº	Redondez	Esfericidad
1	0,5	0,7
2	0,3	0,5
3	0,5	0,7
4	0,7	0,9
5	0,3	0,7
Promedio	0,46	0,7
Presión (psi)	7.000	
Finos (%)	6,3	
Clasificación al 10% de rotura	7K	

Figura 17. Resumen de propiedades, muestra 5.



Nº	Redondez	Esfericidad
1	0,3	0,7
2	0,7	0,9
3	0,3	0,3
4	0,5	0,7

5	0,3	0,7
Promedio	0,42	0,66
Presión (psi)	7.000	
Finos (%)	10	
Clasificación al 10% de rotura	7K	

Figura 18. Resumen de propiedades, muestra 6.



Nº	Redondez	Esfericidad
1	0,3	0,3
2	0,5	0,7
3	0,7	0,7
4	0,1	0,7
5	0,5	0,5
Promedio	0,42	0,58
Presión (psi)	7.000	
Finos (%)	9,5	
Clasificación al 10% de rotura	7K	

Figura 19. Resumen de propiedades, muestra 8.

En ninguna de las muestras analizadas la redondez supera el 0,6 exigido por la norma. Sin embargo, los valores de resistencia a la rotura resultan ser alentadores a la hora de seleccionar el agente de sostén. Una clasificación al 10% de rotura de 7K es bastante satisfactoria, considerando además que el porcentaje de finos se encuentra dentro de las especificaciones.

Con los resultados obtenidos, se percibe entonces que no necesariamente para una buena resistencia a la rotura se debe tener una redondez superior o igual a 0,6. En los ejemplos analizados, se observa que basta una redondez del orden de 0,4 aproximadamente (esto es considerando la rugosidad superficial de la arena).

El análisis anterior tiene una secuela muy importante. Con una redondez del orden de 0,4, el agente de sostén no debe ser excluido de la carta de selección, sino que se debe proceder a analizar su resistencia y recién ahí juzgar la calidad del mismo.

Comparación de redondez con arenas del exterior

Como se mencionó en la introducción del apartado de Análisis y resultados, los valores de redondez y esfericidad especificados por norma se adaptan muy bien a las arenas importadas. En la figura 20 se presenta una fotografía para el análisis de redondez y esfericidad de una arena importada.



Nº	Redondez	Esfericidad
1	0,7	0,5
2	0,5	0,7
3	0,7	0,9
4	0,7	0,7
5	0,9	0,9
Promedio	0,7	0,74

Figura 20. Análisis de redondez y esfericidad de una arena importada.

Es muy evidente a simple vista la diferencia en cuanto a la forma del grano al compararla con una arena nacional. La superficie volumétrica de la arena importada presenta muy pocas irregularidades, es menos angulosa y más lisa que una arena del país.

En este caso, los valores obtenidos de redondez y esfericidad sí cumplen con lo especificado por la norma; cuando se ensayó la misma para el análisis de resistencia la rotura no redundó ser, en gran medida, superior a la nacional, sino que alcanzó valores similares y en algunos casos la arena nacional superó a esta.

Consideraciones acerca de la conductividad de fractura

Algunas empresas internacionales de primer nivel están desarrollando nuevas configuraciones de agentes de sostén, cuyo diseño se aleja de las convencionales esferas. Uno de estos modelos consiste en cerámicos con forma de varillas columnares, que actúan como pequeños cilindros dejando canales altamente conductores a lo largo de la fractura. Esto produce un notable aumento de la conductividad para el paso del fluido.

Un modelo en desarrollo por parte de la empresa Baker Hughes se puede observar en la figura 21, donde se puede apreciar la irregularidad de los granos. Uno de los objetivos buscados con esta geometría fue mejorar la conductividad de fractura.



Figura 21. Muestra de agente de sostén con características distintivas en cuanto a su forma.

En el reporte donde aparece la figura 21, se menciona la aplicación eficiente en el campo de este agente, mostrando datos obtenidos en dos pozos; en uno de ellos se usaron agentes de sostén tradicionales y, en el otro, los diseñados. El pozo tratado con el agente de sostén en prueba resultó tener mayor producción, recuperó el fluido bombeado al pozo en menos tiempo que el tratado con el agente de sostén convencional.

Estos desarrollos estarían sugiriendo que no se precisa una redondez perfecta para obtener buenos resultados en cuanto a sus propiedades. Resulta más relevante enfocarse en otras propiedades, como por ejemplo resistencia a la

Conductividad mDft (miliDarcy pie)

Presión psi	Datos *	Datos LECOR
	Arena internacional K*h	promedios K*h
1000	2993	3087
2000	2686	2730
4000	2081	2104
6000	1158	1457
8000	429	941
10000	202	640
12000	94	456

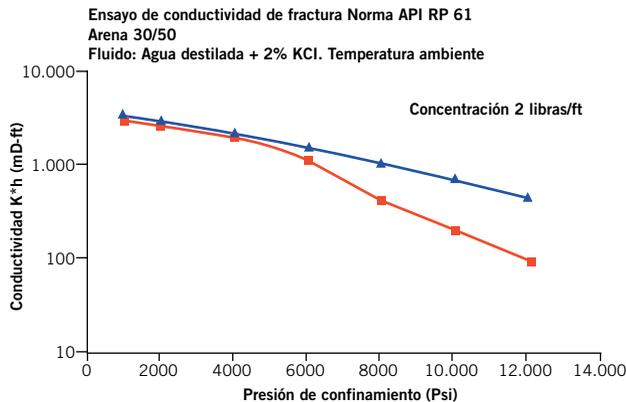


Figura 22. Ensayo de conductividad de fractura, *short term*. Promedio Arenas Nacionales (azul); Arena importada (rojo). *Datos difundidos en sitio web.

rotura, conductividad de fractura, y demás parámetros especificados en las normas.

Si bien se requieren numerosos ensayos para concluir que la conductividad de arenas nacionales en general es buena, se presenta en la figura 22 una comparación gráfica de conductividad $K \cdot h$ entre un promedio de algunas arenas nacionales y una arena importada. Este ensayo podría considerarse representativo para poder comparar conductividades de arenas del país con arenas del exterior.

En la figura 23 se puede observar el promedio de permeabilidad obtenido para arenas nacionales, y también la permeabilidad de arenas importadas.

Permeabilidad D (Darcy)

Presión psi	Datos *	Datos LECOR
	Arena internacional Darcy	promedios Darcy
1000	158	163
2000	142	149
4000	119	120
6000	67	88
8000	25	60
10000	12	43
12000	6	32

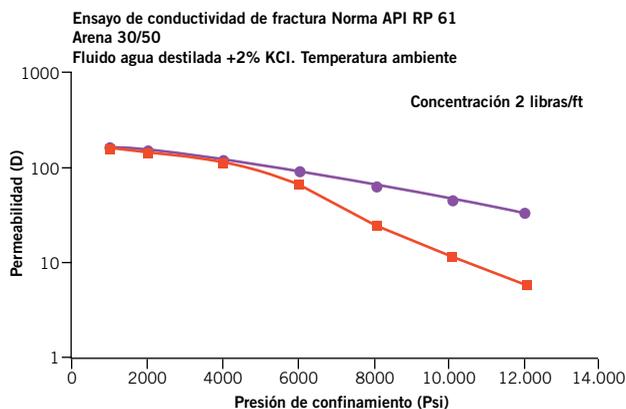


Figura 23. Ensayo de conductividad de fractura, *short term*. Promedio Arenas Nacionales (violeta); Arena importada (rojo). *Datos difundidos en sitio web.

Costos estimativos

Los valores de costos presentados en la tabla 4 son aproximados y pueden diferir de los verdaderos, por tanto deben tomarse como una noción de los mismos. Estos se deberán corroborar y ratificar con las fuentes correspondientes.

Arenas puestas en yacimiento (USD/ton)	
Nacionales	Importadas(USA)
230	550

Tabla 4. Comparación de costos Arenas nacionales vs. Arenas del exterior.

Para cerámicos:

- Brasil 1300 USD/ton
- USA 1200 USD/ton
- China 900 USD/ton

Conclusión

En la Argentina, existe un gran potencial en los yacimientos no convencionales, cuyo desarrollo tendrá como consecuencia la independencia energética. En la actualidad, la transferencia de divisas al exterior por la falta de combustible y la compra de estos en el mercado internacional (GNL) merma las posibilidades de desarrollo industrial del país por la fuerte erogación de divisas.

El tema de las arenas comienza a ser valioso en lo que respecta a la disminución de costos de las fracturas hidráulicas (considerando la fuerte demanda que tendrá el uso de estos agentes de sostén en los campos no convencionales) y también como fuente de trabajo y distribución de riquezas por el desarrollo de la minería asociada a la producción de arenas en el país.

Actualmente, para las fracturas hidráulicas se están usando toneladas y toneladas de arenas del exterior y, en este hecho, sería más conveniente o provechoso utilizar el producto nacional, pues cumple con las especificaciones de la norma utilizada internacionalmente a excepción de la redondez.

Se analizó el efecto de la redondez en la resistencia a la rotura, valores de redondez del orden de 0,4 y más fueron los que se ensayaron y resultaron tener valores de resistencia aceptables. Los valores especificados por norma en cuanto a redondez, según el criterio usado en el presente trabajo, dejarían fuera de especificación a la mayoría de las arenas nacionales. Sin embargo, según los resultados obtenidos en los estudios realizados, se tendría como conclusión que este ítem no sería determinativo a la hora de descartar el uso de agentes de sostén nacionales, ya que cumplen el resto de parámetros solicitados por norma.

Se sugiere que no necesariamente debiera haber un acatamiento riguroso a valores límites fijados bajo especificación para la redondez, siempre y cuando los parámetros restantes demuestren buenas propiedades y resultados enfocados principalmente en la resistencia a la compresión (nuestros yacimientos no convencionales son bastante profundos) y parámetros de conductividad.

Si bien el trabajo necesario para la puesta en marcha de plantas de producción de arenas recién está empezando y resultará laborioso, es alentador el hecho de que arenas nacionales estén dando muy buenos resultados en sus propiedades. Esto garantiza la calidad de las mismas a la hora de utilizarlas en el desarrollo de yacimientos no convencionales.

El recurso estaría disponible en el país y, por tanto, también estarían presentes las posibilidades de abaratar los costos, aumentar la rentabilidad de la producción de hidrocarburos y un fuerte ahorro de divisas, creando fuentes de trabajo sustentables. Con esto, habría una disminución de la dependencia rigurosa y costosa de arenas para fracturas hidráulicas importadas, y permitiría el desarrollo de industrias nacionales con una fuerte expansión de la economía en nuestro país.

Finalmente, pensamos que aunque los valores de redondez de las arenas nacionales no estén dentro de especificación, evaluadas según el criterio descrito en el presente trabajo, no debería ser un impedimento para ser usadas como agentes de sostén de yacimientos no convencionales, o quizás se deberían reevaluar los límites sugeridos por las normas de nivel internacional, para adecuarlas a los posibles agentes de sostén de origen nacional.

Referencias bibliográficas

- ANSI/API RP 19C (2008), *Measurement of Properties of Proppants Used in Hydraulic Fracturing and Gravel-packing Operations*.
- ANSI/API RP 19C (2008), *Part 2: Measurement of Properties of Proppants Used in Hydraulic Fracturing and Gravel-packing Operations; AMENDMENT 1: Addition of Annex B: Proppand specification*.
- API RP 61 (1989) *Recommended Practices for Evaluating Short Term Proppant Pack Conductivity*.
- Baker Hughes, División de Hughes Service Company (1986), *Fracturación Hidráulica*.
- Economides, M. y Nolte K. (2000). *Reservoir Stimulation*. West Sussex: Editorial John Wiley & Sons, Ltd.
- Gidley, J. [et al.] (1989). *Recent Advances in Hydraulic Fracturing*. En Monograph Volume 12; SPE Henry L. Doherty Series.
- <http://www.bakerhughes.com/news-and-media/resources/brochures/baker-hughes-liteprop-brochure>; [14 de noviembre de 2013]
- <http://www.propzone.com/unifrac-fracturing-sands.cfm>; [19 de noviembre de 2013]
- Lanza, Enrique (2012). *Guía de Control de calidad de Agentes de sostén*.
- Rassenfoss, S. (2013). *In search of Bigger, Stronger and Lighter, Ways to open paths for oil production*. En *Journal of Petroleum Technology*, volumen 65, nº 4, pp 35-46.

Agradecimientos

Se agradece a todas las personas e instituciones que hicieron posible la realización del trabajo: Universidad Nacional de Cuyo, Facultad de Ingeniería, Dirección de Estudios Tecnológicos e Investigaciones (DETI), Dirección



general de la Carrera de Ingeniería de Petróleos, Instituto del Petróleo y Reservorios Naturales (IPERA), y particularmente, al Laboratorio de Estudios Sobre Coronas (LECOR).

Respecto a la elaboración de esta monografía se agradece en especial al Profesor y Jefe de laboratorio Enrique Lanza, por sus correcciones y sugerencias, por el apoyo recibido y por la predisposición, quien guió durante todo este proceso ofreciendo su amplia experiencia, conocimientos y su tiempo.

Enrique Domingo Lanza, tutor de la monografía "Más allá del acatamiento a las normas en el control de calidad de agentes de sostén", premiada por la SPE Argentina, es técnico químico y en petróleo por la Escuela técnico industrial "Emilio Civit". Desde 1988 es Jefe de Trabajos Prácticos en la Cátedra Geología del Petróleo y dicta clases para las Cátedras de Reservorios I, Reservorios II, Exploración Petrolera de la carrera de Ing. de Petróleos y la cátedra de Mecánica de fluidos de la carrera de Ingeniería Industrial e Ing. Mecatrónica en la Universidad Nacional de Cuyo. También es jefe de laboratorio - Diseño y construcción de Equipamiento y de Laboratorio Petrofísico (Lecor - Laboratorio de Estudios sobre Coronas) perteneciente al IPERN (Instituto del Petróleo y Reservorios Naturales), DETI (Dirección de Estudios Tecnológicos e Investigaciones) de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Cuyo. Se ha desempeñado como Supervisor de terminación y Reparación de Pozos (Yacimientos de Mendoza al servicio de YPF S.A.) y Operador Autónomo del Laboratorio Petrofísico y de estimulación (LAE - Laboratorio de Análisis especiales) - UPSTREAM - Diseño y Construcción de Laboratorio Móvil para Control de Calidad de Aguas de Recuperación Secundaria - YPF S.A., así como Supervisor de terminación y Reparación de Pozos. Diseño y Construcción de equipos Especiales. Cuencas Cuyana (Mendoza Norte), Neuquina (Malargüe - Mza), Rincón de los Sauces (Neuquen), del Golfo de San Jorge (Santa Cruz Norte) - YPF S.A. entre otros cargos de responsabilidad.

Finalmente, se agradece al personal del laboratorio LECOR, quienes brindaron activamente su tiempo y experiencia en cuanto a ensayos. ■



A 40 años del embargo

Cae la influencia de la OPEP en el mercado petrolero

Por Lic. y Ctdor. Leandro Del Regno

A cuatro décadas del fin del embargo de petróleo árabe que paralizó al mundo e hizo tambalear a las economías más poderosas, la geopolítica ha cambiado.

En los últimos cincuenta años, la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) ha disfrutado de un liderazgo indiscutido en la política energética mundial, con una muy importante influencia en el ámbito geopolítico.

Un corte en la producción del crudo (ya sea intencional o por un acontecimiento geopolítico como un conflicto armado en sus países miembros), producía un incremento en los precios que ponía en vilo a las gran-

des economías, como Estados Unidos y Europa occidental. Basta con recordar las crisis de 1973 y de 1979, así como su impacto en el crecimiento de la economía mundial.

Sin embargo, algunos acontecimientos acaecidos en la historia reciente comienzan a amenazar ese liderazgo unilateral. Me refiero a las nuevas técnicas de producción de petróleo y de gas no convencional, que comenzaron a hacerse notar en Estados Unidos hace siete años, y que hoy

explican la cada vez menor dependencia de ese país de las importaciones de petróleo y de gas.

Este fenómeno empieza a expandirse hacia otras naciones como Canadá y la Argentina, y promete lo mismo a otros países extra-OPEP. El ascenso de los países de Asia-Pacífico, China e India, agrega condimentos a la demanda que también deben considerarse en el análisis.

En este artículo, haremos un recorrido por la historia de la OPEP, y a continuación intentaremos imaginar el contexto mundial de las próximas dos décadas y, finalmente, haremos el ejercicio de dilucidar si la OPEP seguirá siendo un actor de peso en la geopolítica internacional, como también imaginar cuál debería ser su reacción y su rol en el mundo venidero.

La OPEP y su influencia en la economía mundial

La OPEP es una organización intergubernamental permanente, que agrupa doce estados exportadores de petróleo. Según su sitio web, su misión es coordinar y unificar las políticas de sus países miembros con el objeto de asegurar precios estables y justos para los productores de petróleo; un adecuado retorno a las inversiones; como así también proporcionar la adecuada oferta de petróleo para los consumidores. Actualmente, su sede se encuentra en la ciudad de Viena (Austria).

La OPEP nace en Bagdad. Fue creada en 1960 por cinco miembros fundadores: Iraq, Irán, Kuwait, Arabia Saudita y Venezuela. Seguidamente, se unen los siguientes países miembros: Qatar (1961); Indonesia (1962) -suspende su membresía desde enero de 2009; Libia (1962); Emiratos Árabes Unidos (1967); Argelia (1969); Nigeria (1971); Ecuador (1973) -suspende su membresía desde diciembre de 1992 a octubre de 2007; Angola (2007); y Gabón (1975-1994).

Cuando la OPEP es fundada, en 1960, el mundo se encontraba en un período de descolonización que duraría dos décadas, y en el cual nacerían muchos nuevos estados independientes. Algunos de estos nuevos estados serían importantes productores de hidrocarburos en el futuro, y se encontraban fundamentalmente en

África (por ejemplo: Nigeria, Argelia, Angola, República Democrática del Congo, República del Congo Chad, Guinea Ecuatorial, Gabón, etcétera) y Asia (Bangladesh, Bahréin, Jordania, Yemen, etcétera).

En ese entonces, el mercado petrolero era dominado por siete corporaciones multinacionales, conocidas como las "Siete Hermanas". Dichas corporaciones eran: Anglo-Persian Oil Company (actualmente British Petroleum); Gulf Oil, Standard Oil of California y Texaco (forman hoy Chevron); Royal Dutch Shell; y Standard Oil of New Jersey y Standard Oil Company of New York (en la actualidad son ExxonMobil), las cuales sumaban el 85% de las reservas mundiales de hidrocarburos.

Durante la década de 1970, la OPEP aumentó su influencia notablemente, ya que los países miembros tomaron control de sus mercados domésticos de petróleo. En consecuencia, la OPEP comenzó a dominar los precios del petróleo crudo en los mercados internacionales. En dos ocasiones, los precios escalonaron fuertemente: en 1973 debido al embargo de los países árabes, y en 1979 como consecuencia de la revolución iraní. En ambos momentos, la economía mundial se vio perjudicada con escaso crecimiento económico (incluso recesiones en muchos países), debido a una significativa inflación. Esto puede verse en el gráfico adjunto elaborado por el Banco Mundial:

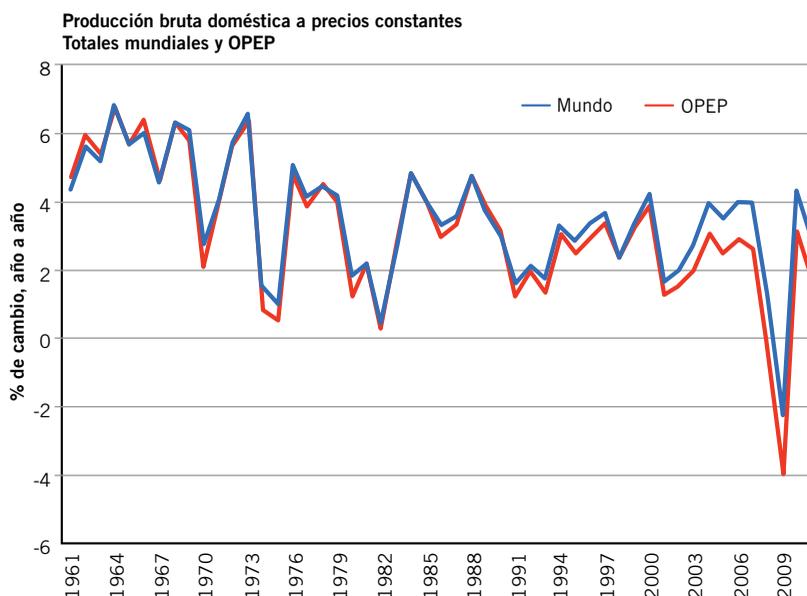
Durante la segunda parte de la década de 1980, los precios del cru-

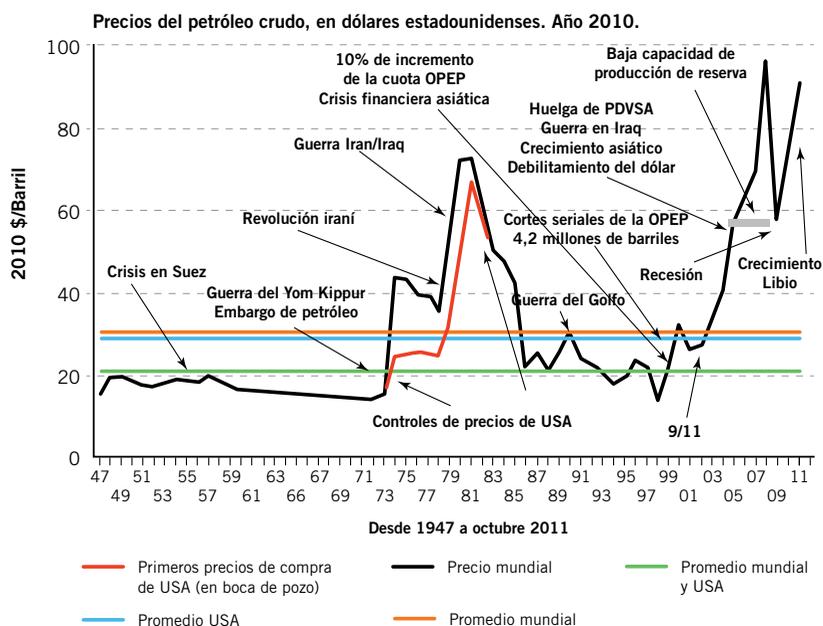
do caen fuertemente debido a una sobreoferta de producción, afectando fuertemente las economías de los países de la OPEP. La situación geopolítica mundial da un giro en función del estancamiento económico de una debilitada Unión Soviética, que desemboca en la caída del muro de Berlín en 1989 y el total desmoronamiento de la Unión en 1991.

Los precios se mantienen deprimidos hasta inicios de 1990, cuando la OPEP empieza a cortar la producción con el fin de equilibrar la oferta con la demanda. Simultáneamente, se inicia la invasión de Irak sobre Kuwait, lo cual paraliza la producción de dos de los grandes productores de crudo, situación que acentúa la suba del mismo.

La década de 1990 no fue buena para los precios del crudo, que se mantienen bajos por una demanda anémica. La crisis asiática de finales de la década no ayuda y los precios tocan sus mínimos históricos. A esta altura, la OPEP ya dominaba el 80% de las reservas mundiales y, gracias a una acción coordinada entre los miembros y una aceleración de la economía mundial impulsada por China, India y otros países del sudeste asiático, los precios del crudo se recuperan fuertemente en la década del 2000.

La desaceleración económica global originada en la crisis de las hipotecas sub-prime en Estados Unidos (fines de 2008), derrumba el precio del crudo, pero efectivos cortes en la producción impuestos por la OPEP, a través de los Ministerios de Energía de los países miembros y ejecutados por





Fuente: WTRG Economics @1998-2011

sus *NOC's* (*National Oil Companies*), hacen que el precio suba rápidamente y se mantenga en niveles elevados hasta que la economía mundial se recupera en 2010 y los cortes se relajan.

Un explicativo gráfico realizado por WTRG Economics ilustra en detalle lo mencionado previamente:

Los precios se mantuvieron altos y estables hasta la fecha en que se escribe este artículo (mayo de 2014), motivados por un crecimiento mundial en torno al 3.5% promedio desde 2011 a inicios de 2014. La OPEP jugó un papel importante al influenciar la oferta de producción adecuada para la demanda que el mundo necesitaba.

Otros factores adicionales, y por cierto no menores, que mantienen los precios del crudo alto, son los financieros especulativos, asociados a las bajas tasas de interés impulsadas por la Reserva Federal de Estados Unidos y el Banco Central Europeo. Al no tener incentivo de ahorro en activos financieros con bajo riesgo, los inversores que poseen muy alta liquidez (asociado con el bajo nivel de las tasas) se vuelcan a comprar futuros de *commodities*.

El petróleo crudo es, por lejos, el *commodity* que más se negocia en los mercados financieros mundiales, como el *New York Mercantile Exchange* [NYMEX], *ICE Futures*, *Dubai Mercantile Exchange* [DME] y el *Central Japan Commodity Exchange* [C-COM].

Los inversores minoristas tienen la posibilidad de comprar fondos basados

en *commodities*. El índice más popular es el *S&P GSCI* (*Goldman Sachs Commodity Index*), que contiene 24 *commodities* de todos los sectores. El petróleo y sus derivados es el que mayor ponderación tiene con alrededor del 70%, seguido por el gas natural con 5%. El oro cuenta con solo el 2%.

Imaginando el mundo de 2030-2035

Muchas organizaciones y consultoras están tratando de delinear cómo sería el mundo en la década de 2030.



Una de las publicaciones más renombradas es el "*Global Trends 2030*", publicado por la agencia estadounidense *National Intelligence Council* (NIC).

Esta agencia postula que ningún país (incluidos Estados Unidos y China) será un poder hegemónico en 2030. Asume que el peso de Asia en la economía mundial será superior al de Occidente, y que la democracia se expandirá y fortalecerá (incluso en Medio Oriente). Además, estima que la peor amenaza a la economía será una población mundial que envejecerá muy rápido; lo que le quitará tracción a la demanda y al consumo. Esta amenaza será más que compensada por un crecimiento de las clases medias de los países emergentes, como también por una mayor urbanización que incrementará los salarios de la población y, por ende, su poder de compra.

Digamos que se puede extrapolar que un crecimiento de alrededor de un 3% promedio anual (similar al promedio de las últimas décadas) es un objetivo alcanzable.

Hay dos hipótesis que menciona el informe en el cual el impacto en el mercado del petróleo y del gas puede cambiar el presente, tal cual lo conocemos hoy:

- **Independencia energética de los Estados Unidos.** Este país tendrá suficiente gas para cubrir sus necesidades domésticas en las próximas décadas. Una considerable mayor producción de crudo causará una reducción de los pre-



cios que impactará en las economías de los países exportadores.

- **Un Irán más democrático.** El país sufre actualmente sanciones económicas que hacen que la inversión extranjera sea casi inexistente. Si las tímidas acciones aperturistas iniciadas recientemente por su presidente Hasán Rouhani marcan una tendencia firme en los próximos años, la inversión fluirá decididamente hacia su alicaída industria de hidrocarburos, sumando una notable oferta que podría mantener los precios estables (incluso con tendencia hacia la baja), como así también sumar estabilidad geopolítica en Medio Oriente.

El mencionado incremento de la producción energética en los Estados Unidos se debe al desarrollo de los hidrocarburos no convencionales. La técnica de producción mediante fractura hidráulica se encuentra hoy probada y disponible, por lo que está comenzando a replicarse con éxito en otros países como Canadá y Argentina. Seguramente, otros se sumarán pronto como México (que acaba de abrir su mercado a inversores internacionales), China, Rusia, Sudáfrica, Europa Oriental, Australia y Brasil. Esta hipótesis es muy tangible. Se espera que la nueva oferta de hidrocarburos venga de yacimientos no convencionales en los años venideros. Es importante mencionar que esta nueva producción será más costosa, por lo que requiere precios elevados.

Esta mayor oferta desde países que no pertenecen a la OPEP será una de las razones que podrían cambiar el

mapa geopolítico mundial. Esto podría explicar el movimiento de algunos países miembros de la OPEP de cambiar su postura de aislamiento en los mercados internacionales, como es el caso de Irán.

El país árabe es un gigante dormido, posee una población joven y educada; y el potencial de sus yacimientos no tiene discusión. Lo que tampoco se discute es que actualmente están operando muy por debajo de lo que podrían, debido a la falta de inversión y tecnología. Irán cuenta con las terceras reservas probadas entre los países de la OPEP por debajo solamente de Venezuela y Arabia Saudita. La irrupción de un Irán democrático podría colocar a ese país como una de las quince economías más grandes del mundo en un par de décadas.

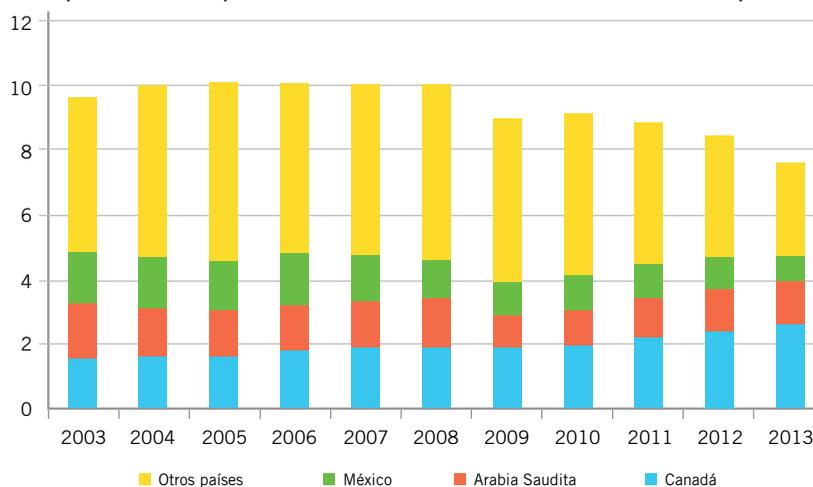
Si bien esta hipótesis es aún difícil de digerir por los expertos en geopolítica y economía, ya varios empiezan a

discutirla en los ámbitos académicos; y estaría asociada a la pérdida de poder de negociación que se originaría por la menor dependencia del mundo occidental al petróleo de Medio Oriente.

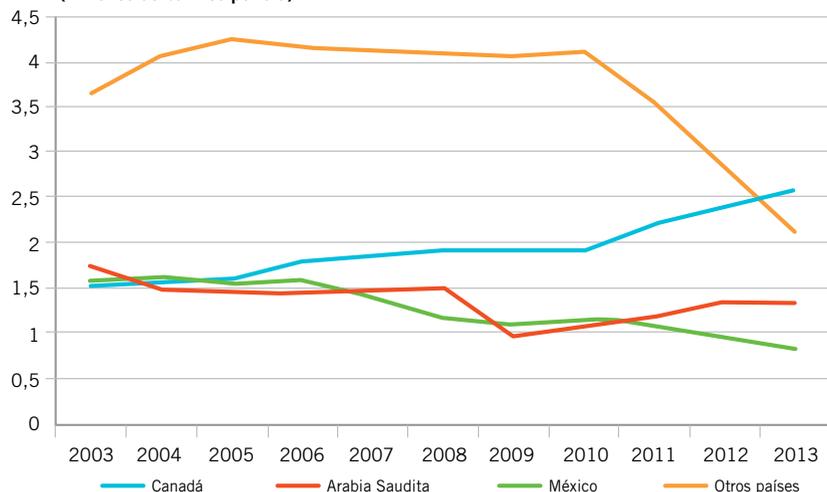
Aceptando que el posible giro de Irán no es fácil de imaginar, sí veo muy factible un giro de Venezuela (país central de la OPEP) hacia políticas energéticas más racionales en el mediano plazo (3 o 4 años). El germen que provocaría este cambio se asocia con el incremento de la producción de petróleo y de gas de Estados Unidos, como también así necesidades domésticas para atender su déficit fiscal, disminución de superávit comercial, desequilibrios monetarios y la creciente dependencia de importaciones de alimentos y maquinarias por deficiencias en la cadena productiva del país.

Venezuela fue tradicionalmente un importante proveedor de crudo de

Importación anual de petróleo en Estados Unidos (2003-2013) (millones de barriles por día)



Importaciones de petróleo en Estados Unidos, proveniente de grandes proveedores (2003-2013)
(millones de barriles por día)



Fuente: U.S. Energy Information, febrero 2014 *Petroleum Supply Monthly*

Estados Unidos, pero veamos un interesante gráfico provisto por la *Energy Information Administration (EIA)* de Estados Unidos, que refleja la caída de las importaciones desde 2006, y fundamentalmente el crecimiento de Canadá como proveedor estrella desplazando a otros países. Venezuela se encuentra en el lote de “otras naciones”, que se reduce cada vez más.

Esto tiene un impacto geopolítico significativo que obligará a Venezuela a revisar su política, ya que pierde un elemento de presión importante. La tendencia de largo plazo es que la producción de petróleo estadounidense continuará creciendo, como también la participación de Canadá como casi único proveedor, ya que México deberá atender sus necesidades internas de abastecimiento.

Arabia Saudita (el mayor productor de la OPEP) también perderá participación y volumen en el mercado americano. Tanto este país como Venezuela deberán encontrar nuevos mercados para colocar su excedente de crudo. China, India y Europa occidental podrían absorber ese flujo en primera instancia.

En gas, la situación mencionada en el mercado estadounidense es aún más marcada. Actualmente, solo Canadá coloca excedentes de producción. Se eliminaron importaciones desde Trinidad y proyectos de desarrollos *off-shore* de gas venezolano se cancelaron por falta de mercado. En dos años, los Estados Unidos podrán exportar gas licuado a Europa mediante barcos.

Presente y futuro de la matriz energética mundial

Según la publicación de la “*OPEP World Outlook 2013*”, el 82% de la oferta actual en matriz energética mundial proviene de combustibles fósiles, siendo el petróleo el 32% y el gas el 22% del total. El carbón cuenta con el 28% restante. Esta composición variaría muy poco en la década del 2030 según la publicación (una pequeña baja del petróleo sería compensada por un incremento de la producción de gas), teniendo además en cuenta una economía un 50% mayor que la actual.

La publicación no le asigna mayor participación a energías alternativas como la biomasa (9% del total), la solar y la eólica (3%). Igual sucede con la energía hidroeléctrica (3%) y la nuclear (5%). Si bien esta falta de crecimiento en la participación de estas energías es difícil de defender (a excepción de la nuclear debido a sus altos costos y riesgos), concordamos que la participación en la matriz energética mundial seguirá siendo fuertemente dependiente de la energía proveniente de los combustibles fósiles.

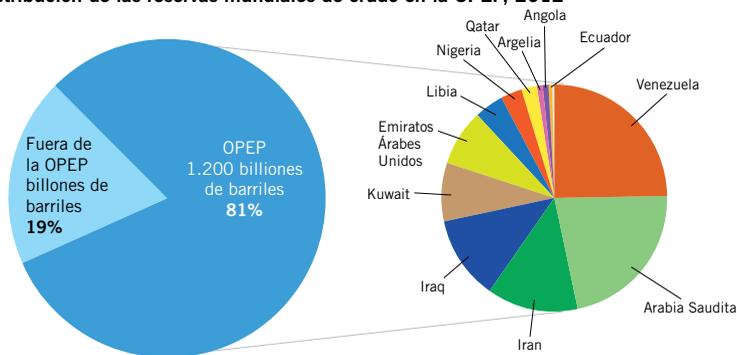
Otros expertos entienden que el carbón, por ser el combustible que afecta más negativamente al medio ambiente, recibirá mucha presión de leyes más restrictivas, lo que podría disminuir su producción (a pesar de que las reservas mundiales son aún abundantes). Esto se compensaría un poco con renovables y, mayormente, por hidrocarburos no convencionales. Si bien la fractura hidráulica está recibiendo críticas de ambientalistas, están siendo manejadas relativamente bien por las empresas de la industria, que proporcionan más información que desestima un impacto ambiental desmedido. Últimamente, se ha notado una baja en las críticas de ambientalistas.

Actualmente, la OPEP tiene el 81% de las reservas mundiales de petróleo distribuidas en los siguientes países:

Estimo que esta participación disminuirá (aunque sin amenazar la su-



Distribución de las reservas mundiales de crudo en la OPEP, 2012



Reservas comprobadas de petróleo de la OPEP, 2012 (billones de barriles, datos de la OPEP)

Venezuela	297,7	24,8%	Kuwait	101,5	8,5%	Qatar	25,2	2,1%
Arabia Saudita	265,9	22,1%	Emiratos Árabes Unidos	97,8	8,1%	Argelia	12,2	1,0%
Iran	157,3	13,1%	Libia	48,5	4,0%	Angola	9,1	0,8%
Iraq	140,3	11,7%	Nigeria	37,1	3,1%	Ecuador	8,2	0,7%

premacía de la OPEP como el principal proveedor de la oferta mundial de hidrocarburos), debido a la creciente producción de países extra-OPEP, fundamentalmente de Estados Unidos, Canadá, Rusia, Kazakstán, China, Argentina, México, Australia y Brasil. Mucho de este crecimiento vendrá de recursos no convencionales.

Las predicciones de la OPEP no concuerdan con este diagnóstico, ya que proyecta una caída fuerte de la producción de Estados Unidos a partir de 2020 por agotamiento de los yacimientos no convencionales y precios deprimidos (fundamentalmente en gas), que atentarían contra nuevas inversiones. Esto se fundamenta en la rápida declinación de los pozos (lo cual es cierto), pero no estima nuevos descubrimientos ni mejoras en el porcentaje del factor de recuperación.

Tampoco son considerados cambios en las políticas de exportación de gas de Estados Unidos lo que haría subir el precio.

Conclusiones

Puede extraerse de la información arriba presentada que la OPEP mantendrá el liderazgo en lo referente a la posesión de las reservas probadas de petróleo y de gas, como también en su producción. Además, el mundo seguirá demandando hidrocarburos en forma masiva, lo que le garantizará la demanda. Sin embargo, se empiezan a percibir cambios significativos que indican que el mencionado liderazgo se vería claramente debilitado. La influencia futura de la OPEP en el mercado del petróleo y del gas será menor a la actual.

Prepararse para este escenario es clave para los países de la OPEP. Debe adaptar su rol de líder indiscutido a ser un actor importante con influencia y poder, pero que deberá ser compartido con otros productores extra-OPEP.

El liderazgo en el mundo será multipolar en términos políticos, económicos, energéticos y, en menor medida, militares (aunque Estados Unidos seguirá disfrutando de su supremacía muchas décadas más debido a que invierte en esta área el doble que China y Rusia juntas).

Este mundo más equilibrado presentará oportunidades y desafíos donde la OPEP y sus países miembros deberán buscar su posicionamiento en la nueva dinámica geopolítica. El desarrollo interno de las economías de los países miembros sería una estrategia muy sabia. Esto le permitiría absorber parte de sus excedentes de energía (manteniendo los precios elevados) y, por sobre todo, contribuir al desarrollo interno al mismo tiempo al diversificar y agregar valor a sus economías. ■

El autor es especialista en Finanzas de la Industria del Petróleo y del Gas. Tiene experiencia como docente adjunto de "Teoría de la Decisión", "Dirección General" y "Habilitación Profesional II" en la Universidad de Belgrano (UB), y de "Teoría de la Decisión" en la Universidad de Buenos Aires (UBA). Es conferencista invitado por la Universidad California (MBA Davis) sobre temas de economía y finanzas, y co-autor de los libros: Teoría de la Decisión, de Editorial Pearson (2010), y La Dirección de las Organizaciones: de la Teoría a la Práctica, de Eudeba (2012).

LA CALIDAD ES NUESTRO RECURSO INAGOTABLE

Cables de acero a la medida de la Industria Petrolera.

IPH SAICF[®]

CABLES DE ACERO
ESLINGAS - ACCESORIOS

www.iph.com.ar



La concientización colectiva sobre el problema energético como sustento de la eficiencia

Por **Adela Hutin***, **Marcelo Turchetti**, **Juan Montesano** y **María Cristina Zarrabeitia**, y colaboración de **Francisco Sassi Torioni**

Este trabajo, presentado en el ELUREE 2013 (Encuentro Latinoamericano de Uso Racional y Eficiente de la Energía), refiere cómo sucesivas encuestas realizadas entre estudiantes universitarios por el Grupo de Bioenergía de la UCA, acerca del desconocimiento y desinformación sobre el tema energético, no ha cambiado de 2009 a 2013: no se pueden modificar los hábitos y costumbres de la población en el uso de la energía sin un proyecto educativo previo.

El eje central hacia donde hoy se dirige la investigación es la búsqueda de soluciones sustentables que impliquen un uso racional de la energía y una mirada crítica hacia los procesos que no tienen en cuenta el medio ambiente. La utilización de nuevas fuentes de energía, el avance de nuevas tecnologías, está a la orden del día en nuestro país y en el mundo.

El punto de partida de cualquier proyecto, diseño o desarrollo en la actualidad, ha de tener en cuenta ante todo el tema energético, como así también la problemática de la contaminación del medio ambiente y el cambio climático que ello conlleva.

La utilización de los combustibles fósiles trajo consigo una infraestructura energética centralizada [1]. Se plantea actualmente el uso de nuevas fuentes de energía que traen aparejada una cierta descentralización en la infraestructura, es lo que conocemos como generación distribuida. Este concepto, de alguna manera, modifica sustancialmente el rol que le cabe al usuario, es decir a la población a quien va dirigida esta generación de energía.

Entonces, la pregunta que nos hacemos es ¿cómo se hace para integrar o incluir a la población en estos cambios futuros? Y la respuesta a esta pregunta presupone una certeza, y es que no es factible sostener en el tiempo modificaciones en los hábitos y costumbres de la población en el uso de la energía, sin haber generado y puesto en marcha un proyecto educativo.

Con el objetivo de hacer un diagnóstico sobre el grado de información, conocimiento y conciencia que existe en la población sobre el tema energético, se dispuso de distintas metodologías comenzando en la primera etapa correspondiente al año 2009, con la elaboración de una encuesta.

Una de las primeras decisiones fue elegir el universo de estudio, cuál sería el estrato de la población con la que se comenzaría, eligiendo a los jóvenes, por considerarlos un sector importante en la proyección futura y un interlocutor válido de las opiniones de la sociedad. Dentro de esta franja de jóvenes se eligieron los estudiantes universitarios. Finalmente, las encuestas se realizan en cada una de las facultades de la Ciudad Autónoma de

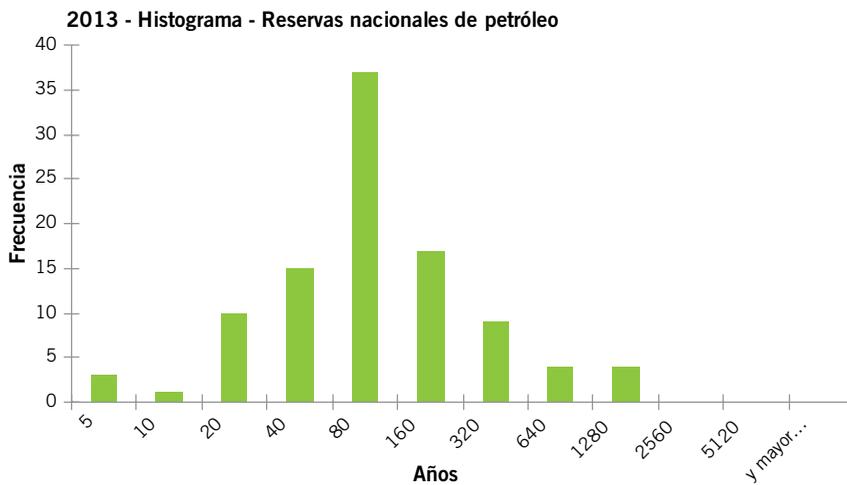


Figura 1. Respuestas sobre reservas nacionales de petróleo.

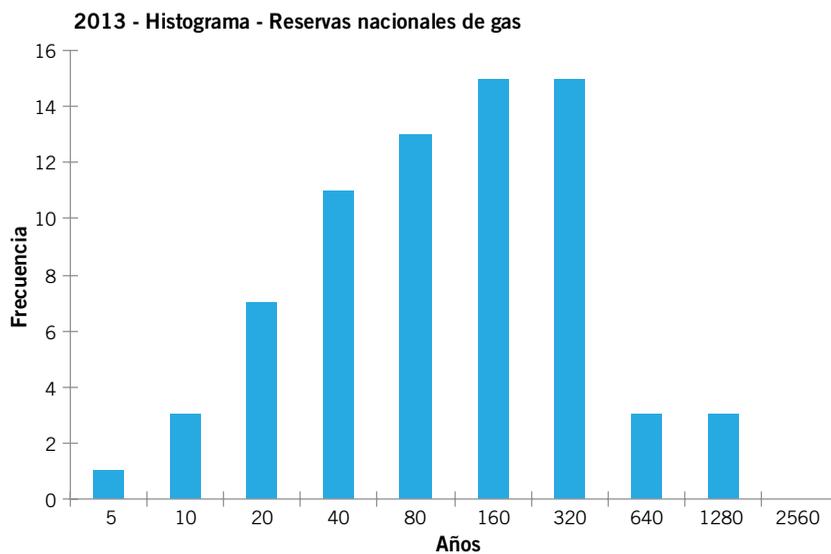


Figura 2. Respuestas sobre reservas nacionales de gas.

Buenos Aires, en una muestra representativa de jóvenes estudiantes universitarios, cuya edad oscilaba entre los 18 y 29 años.

Los resultados de la misma fueron la base de un estudio y publicación posterior acerca del desconocimiento y desinformación que regía en aquel entonces. Culminamos así la primera etapa del proyecto.

En esta segunda etapa, se ha repetido esta encuesta, para evaluar los cambios y modificaciones ocurridos en estos cuatro años. Es notorio ver los resultados comparados de la misma y observar que prácticamente no ha habido cambios significativos.

Consideramos que resulta muy importante prestar atención a las respuestas efectuadas por los alumnos universitarios. Estudiamos la posibilidad de ver las variaciones posibles entre las respuestas emitidas por estudiantes de ingeniería, como

así también por mujeres o varones. Observamos con atención sus similitudes y diferencias aunque a decir verdad nada de ello ha tenido un significado relevante en cuanto a las diferencias de género o de carrera. Pretendemos con este trabajo compartir la experiencia de campo realizada, como así también sus resultados y conclusiones. Además, es nuestra intención crear al menos la inquietud entre los especialistas del tema de cómo poder llegar a los jóvenes, poder escuchar lo que ellos nos transmiten con sus opiniones y ver qué decisiones se toman partiendo de lo que realmente tenemos.

Desarrollo del trabajo

La totalidad de estudiantes universitarios en todo el país es de 1.718.507 [2], concurriendo a es-

tablecimientos estatales el 79,5% (1.366.237 alumnos) y a privados el 20,5% (352.270 alumnos), según el Anuario de Estadísticas Universitarias del año 2010, Cuadro 1.1.2 (publicación periódica que tiene a cargo la Dirección Nacional de Presupuesto e Información Universitaria de la Secretaría de Políticas Universitarias). Esta cifra constituye el 4,2% de la población total del país [3].

El 45,2% de la totalidad de estudiantes, o sea 776.969, son alumnos de 18 a 29 años. De esa cifra, aproximadamente el 42% son alumnos de facultades ubicadas en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, un total de 324.756 alumnos entre 18 y 29 años. Si comparamos la población estudiantil con la del año 2009, observamos que ha tenido una leve disminución registrada básicamente en el último año censal de la Universidad de Buenos Aires según el censo 2011 [4].

Ha sido preciso corroborar estos datos para determinar la cantidad de encuestados necesarios para que la muestra sea representativa.

Existen varios criterios estadísticos para poder establecer el tamaño de una muestra. El estudio que se hizo fue considerando una seguridad del 97%, $Z_{\alpha} = 2$ (Estos valores provienen de las tablas de la distribución normal Z) [5]. La desviación estándar tomada es del 50%, y el error es de $\pm 5\%$; con estas consideraciones la cantidad de encuestas resultantes fueron de 347.

Metodología

El objetivo fundamental de la encuesta consistió en recoger y compilar datos, opiniones y conocimientos existentes sobre el tema de la energía en este sector de la población.

Los estudiantes que contestaron la encuesta fueron elegidos azarosamente y fueron entrevistados en la puerta de las diversas facultades en donde estudiaban.

Se utilizó el procedimiento de entrevista directa, por lo que cada universidad fue visitada por un becario o voluntario del grupo, quien completó el cuestionario según las respuestas que cada uno daba, sin interferir ni emitir opinión. Se utilizó la metodología de encuestas por muestra, de tal manera de tomar aquella que verdaderamente sea representativa del universo.

Resultados

El 93,9% considera que la crisis mundial repercute en Argentina. De las posibles causas de la crisis energética en nuestro país, el 36% considera en primer término que es debido a políticas energéticas erróneas; en segundo término, al excesivo derroche de energía y, por último, a la escasez de petróleo. En cambio, al analizar la situación mundial, las respuestas dan como primera causa el excesivo derroche, como segunda causa el crecimiento de la población y, por último, la masificación en el uso de los dispositivos de consumo.

En relación a la cantidad de reservas de petróleo, gas, carbón y uranio a nivel nacional y mundial, las respuestas alcanzan un 90% que no saben o no contestan en lo referente al uranio, y entre un 62% a 79,5 en los otros. Sin embargo, los que dicen saber contestan equivocadamente, es decir que las cifras son realmente mayores.

Los histogramas presentados a continuación dan cuenta de las opiniones de los alumnos.

El 90% de los alumnos dice conocer el significado de energías reno-

2013 - Histograma - Reservas Nacionales de uranio

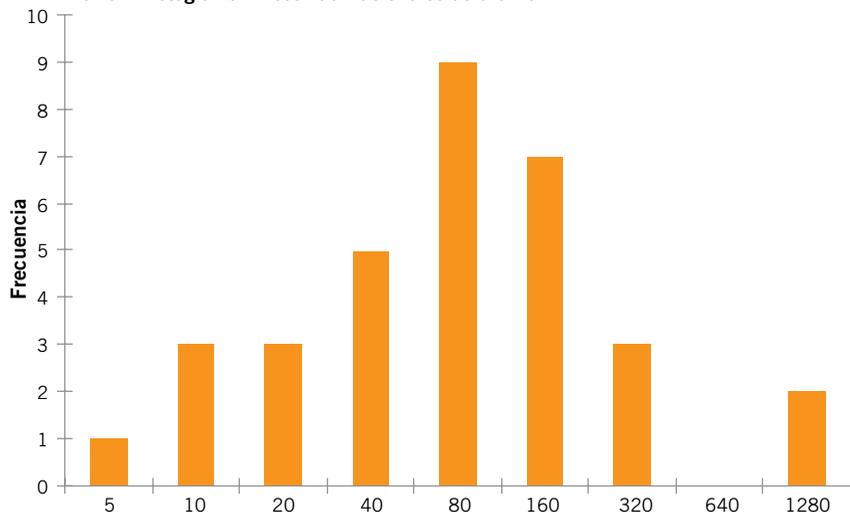


Figura 3. Respuestas sobre reservas nacionales de uranio.

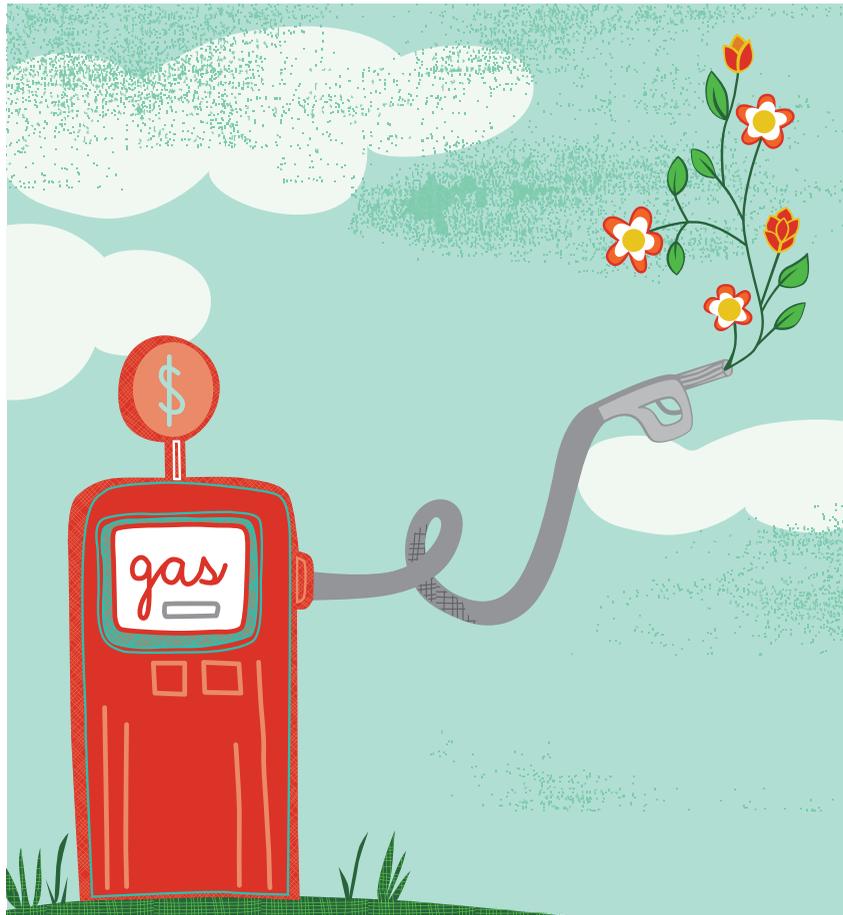
El contenido de la encuesta fue exactamente igual en 2009 y 2013, y se elaboró en función de los temas o preguntas que se consideraron importantes conocer. Los becarios y voluntarios participaron activamente en las pruebas preliminares que se hicieron, ya que se lanzó en su momento una encuesta previa para ajustar algunas preguntas.

Los cuestionarios relevaron información sobre la crisis energética mundial y sus consecuencias en el país, las posibles causas nacionales y mundiales de la crisis, y la cantidad de años de reserva de petróleo, gas, uranio y carbón; además, se incluyen preguntas sobre si el encuestado conoce el significado de energía renovable y si conoce algunas formas que se describen de generación de energía eléctrica. Se pidió que elija de una lista, cuáles son los elementos que consumen mayor energía en su hogar y si frente a la crisis energética modificó alguna conducta o cambió algún equipo dispositivo o elemento en su hogar; también si conoce la ley nacional de biocombustibles y la obligatoriedad del corte de un 5% en las naftas y gas oil con biocombustibles a partir de 2010. Se le preguntó sobre la posible salida a la crisis y, por último, si cree que las personas de su comunidad cuidan la energía en sus hogares y trabajos.

Las entrevistas para completar las encuestas fueron realizadas por alumnos becarios y voluntarios que participan en el grupo de Bioenergía de la Facultad de Ciencias Físicomatemáticas e Ingeniería. Se

hicieron reuniones de capacitación y organización de la tarea.

El procesamiento de la misma fue realizado recopilando los datos de todos los cuestionarios, que fueron centralizados y posteriormente procesados. Se concluye con la discusión de los resultados en diversas reuniones con el grupo.



2013 - Histograma - Reservas nacionales de carbón

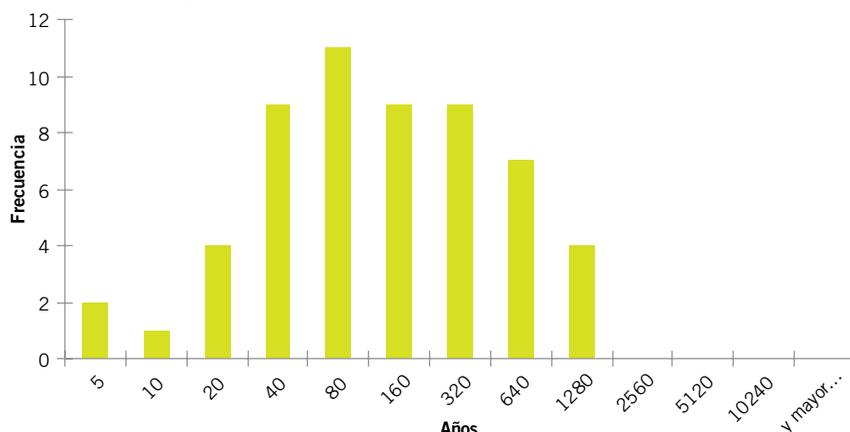


Figura 4. Respuestas sobre reservas nacionales de carbón.

vables; sin embargo, un 6% contestó que la energía nuclear era renovable. Las más conocidas por ellos son la solar, eólica e hidráulica. Las energías geotérmicas con desconocidas para un porcentaje del 57,3%.

En relación al consumo doméstico, los encuestados consideran que en primer término el aire acondicionado es lo que más consume, siguiendo la iluminación en segundo término, y en tercer término la heladera con freezer. Algunos comparan el consumo de la computadora con la estufa eléctrica, considerando que esta última consume menos.

El 85% desconoce el corte de las naftas y el gasoil con etanol y biodiesel respectivamente. No saben que existe una ley de biocombustibles.

El 77% está en desacuerdo en que algo va a aparecer y va a solucionar todo. El 83% opina que los intereses económicos impiden las soluciones. El 52% considera que la solución va a ser sumar las distintas fuentes de energía. La tercera parte de los alumnos está medianamente de acuerdo que el futuro energético es la energía nuclear.

Es llamativo que las principales fuentes energéticas de electricidad se desconozcan, y en cambio denotan mayor conocimiento en fuentes renovables como la eólica, solar e hidráulica.

Conclusiones

La similitud de los porcentajes comparativos con 2009, indica que los resultados no son producto de situaciones azarosas o momentáneas, sino que responden a las opiniones

genuinas del alumno universitario encuestado, lo cual conlleva a preguntarnos ¿qué puede hacerse en lo inmediato para revertir la situación?

En Argentina ha habido algunos programas y acciones referidas al ahorro y a la eficiencia energética. Sin embargo, no han sido prioritarios aún los esfuerzos destinados a la concientización y educación a nivel global del problema energético.

Alrededor del 60% desconoce que para generar energía eléctrica en una usina se quema combustible, o que las usinas atómicas generan electricidad a partir del uranio. Se desconoce en porcentajes elevadísimos las reservas estimativas en años del petróleo o gas, lo cual denota, no solo desinformación y desconocimiento, sino también fallas en la comunicación de los entes responsables, ya sea por inadecuada o por insuficiente. Se torna muy confusa la información que se recibe sobre estos temas.

El escaso conocimiento en estas cuestiones hace que los especialistas en la materia, responsables de tomar importantes decisiones para el futuro, carezcan del necesario apoyo para materializarlas. Las causas por las que los jóvenes desconocen muchos aspectos relacionados con lo energético son variadas; sin embargo, hay una responsabilidad por parte de los entes involucrados, ya sean políticos y educativos. La motivación es insuficiente, como así también la información. Si bien los jóvenes acuerdan y simpatizan con las energías renovables, no conocen aún sus posibilidades y limitaciones. Comparten la idea de mejorar el medio ambiente; sin embargo, desconocen cómo hacerlo.

Es necesario implementar un plan educativo a corto plazo. “No es factible sostener en el tiempo modificaciones en los hábitos y costumbres de la población en el uso de la energía, sin haber generado y puesto en marcha un proyecto educativo con objetivos claros, con metodologías y técnicas concretas, teniendo en cuenta las zonas, regiones, niveles socioeconómicos, en fin, las distintas realidades, para llevarlo adelante en el tiempo” [6]. No se puede cuidar lo que se desconoce. ■

Referencias

- [1] Jeremy Rifkin. (2002), *La economía del hidrógeno. La creación de la red energética mundial y la redistribución del poder en la tierra*. Barcelona: Editorial Paidós, 324 pp., ISBN 84-493-1280-9.
- [2] Anuario de Estadísticas Universitarias del año 2010. Cuadro 1.1.2 Estudiantes, nuevos inscriptos y egresados de títulos de pregrado y grado por sexo según sector de gestión. Año 2010, publicación periódica que tiene a cargo la Dirección Nacional de Presupuesto e Información Universitaria de la Secretaría de Políticas Universitarias.
- [3] INDEC. Censo Nacional de Población, Hogares y Viviendas 2010. Cuadro P1. Total del país. Población total y variación intercensal absoluta y relativa por provincia. Años 2001-2010.
- [4] Fuente: UBA. Sistema de Información permanente .Censo de estudiantes 2011.Censos de Estudiantes años 1992, 1996, 2000, 2004 y 2011.
- [5] Roberto Mariano García: *Interferencia estadística y diseño de experimentos*; Editorial Universitaria de Buenos Aires, 2004.
- [6] A. Hutin (2010). *Is necessary the generation and implementation of an educational plan about the energetic issue?* Elsevier International Journal of Hydrogen Energy (EE.UU.), Volumen 35, Edición 11, páginas 5860-5863, 8 de junio de 2010.

* Grupo de Bioenergía de la Facultad de Fisicomatemáticas e Ingeniería. Universidad Católica Argentina.

Oil & Gas

PATAGONIA 2014

ENERGÍA

EXPOSICIÓN DE LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO,
DEL GAS Y OTRAS ENERGÍAS



Jornadas de Perforación

Terminación, Reparación y Servicio de Pozos

1 al 4 de Octubre de 2014 · Espacio Duam · Neuquén · Argentina



SHALE



el desafío energético argentino

Participe de la mayor reunión regional de empresas líderes
de petróleo y gas **no convencionales**

En forma paralela se desarrollarán las
Jornadas de Perforación, Terminación, Reparación y Servicio de Pozos
un ámbito técnico propicio para la presentación de
trabajos, experiencias y presentación de tecnologías relacionadas.

Una exposición que se desarrolla en el **lugar y
el momento** indicado.

Su empresa tiene la oportunidad de formar parte de **esta vanguardia**.



ORGANIZA



INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

www.oge-patagonia.com.ar

COMERCIALIZACION Y REALIZACION INTEGRAL



bauniline
meetings industry

Abastecimiento de energía suficiente, seguro y sostenible para 2035

Previsiones de BP Energy Outlook
2012-2035

Por *Eugenia Stratta*



Según el último informe del BP Energy Outlook, la demanda global de energía en las próximas dos décadas tendrá un crecimiento menor comparado con las dos décadas anteriores, del 41% comparado con el 52% de los últimos 20 años. En el reporte que aquí sintetizamos, se analiza si el abastecimiento hasta esa fecha será suficiente, seguro y sostenible.

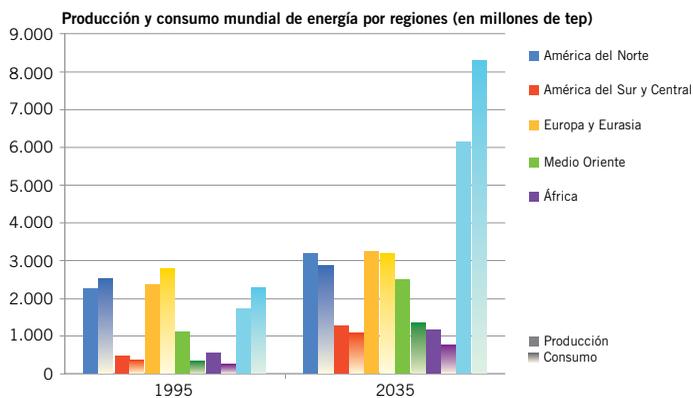
La cuarta edición del BP Energy Outlook, recientemente publicada por British Petroleum, concluye que el crecimiento de la demanda global de energía en las próximas dos décadas mostrará una marcada desaceleración respecto del crecimiento registrado en las décadas anteriores. Tomando como base los datos de 2012, se estima hasta 2035 un incremento del consumo energético del 41%, en tanto en los últimos 20 años ese porcentaje fue del 52%.

El análisis plantea tres interrogantes esenciales respecto del abastecimiento energético hasta 2035: ¿será suficiente, seguro y sostenible? Bob Dudley, Consejero Delegado del Grupo BP a cargo del equipo que realizó el estudio, responde positivamente al primer interrogante. Considera que los avances tecnológicos, acompañados de las inversiones necesarias, pueden garantizar una buena respuesta a las demandas. El aporte al principal crecimiento de la oferta energética global vendrá de los hidrocarburos de fuentes no convencionales y de las fuentes renovables de energía.

A la seguridad del suministro la vincula con la nueva geografía energética, que nos mostrará a Estados Unidos caminando hacia el autoabastecimiento, a una Europa Occidental que continúa siendo netamente importadora, y a la región de Asia Pacífico consumiendo el 47% del total de energía que se produzca en el mundo. Respecto de la transformación del mapa energético, Dudley plantea que "... esto no necesariamente es un motivo de preocupación si el mercado puede hacer su trabajo, y se abren nuevas cadenas de suministro en estas grandes regiones consumidoras".

Respecto de la sostenibilidad, se apuntan algunos signos positivos. Se espera un aumento más lento de las emisiones de CO₂ que será posible si el gas natural y las energías renovables incrementan su cuota de mercado respecto del carbón y del petróleo. Otra condición será que se continúen encontrando formas de uso más racionales de la energía. Las previsiones de consumo en generación eléctrica son algo menores que en ediciones anteriores debido a una perspectiva más optimista respecto de la eficiencia en la conversión. De todos modos, está previsto incremento de hasta el 29% de las emisiones, especialmente generadas por las economías emergentes, que para el 2035 serán responsables de las dos terceras partes del CO₂ que reciba la atmósfera.

El BP Energy Outlook coincide en los conceptos básicos con World Energy Outlook, publicado por la International Energy Agency (IEA) y con International Energy Outlook, de la estadounidense Energy Information Administration (EIA-DOE), pero sus autores señalan algunas diferencias



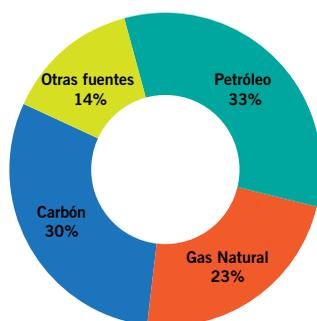
respecto de esas publicaciones. "Nuestra perspectiva se basa en una evaluación más probable de las políticas futuras", plantea Dudley, quien considera que las previsiones de IEA y EIA-DOE se apoyan en escenarios basados en políticas energéticas específicas, con poca seguridad sobre su aplicación real. Las estimaciones de BP coinciden con los escenarios más pesimistas de los tres que plantean los otros estudios. Las cifras publicadas muestran un mayor crecimiento respecto de las de la demanda energética en los países emergentes, especialmente de carbón, y tienen expectativas más modestas que IEA respecto del incremento de la participación del biofuel en el transporte.

Los resultados del estudio de BP están publicados en el sitio web de la empresa británica. Cabe acotar que esa publicación centra su mirada principalmente en dos grupos de países: uno es el conformado por EE.UU. y los países europeos pertenecientes a la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE), y el otro es el binomio China e India, los grandes consumidores del futuro, siendo muy escasas las referencias a los países no europeos de OCDE y a las otras regiones del mundo, especialmente América Latina y África.

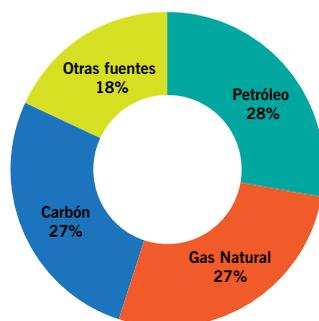
La matriz energética global en 2035

El consumo mundial de energía que en 2012 fue de 5.489 millones de tep, se calcula para 2035 en 17.566 millones de tep. Esto significa, como ya hemos dicho, un crecimiento del 41%, a un promedio anual del 1,5%, que será decreciente: 2% hasta 2020 y 1,2% en los años posteriores hasta 2035. La mayor parte corresponderá a Asia-Pacífico y

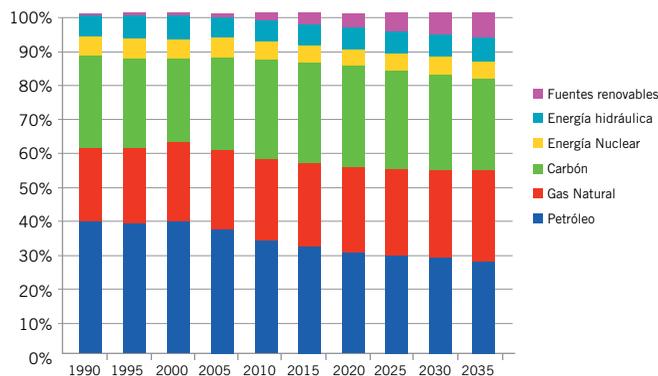
Matriz energética global 2012

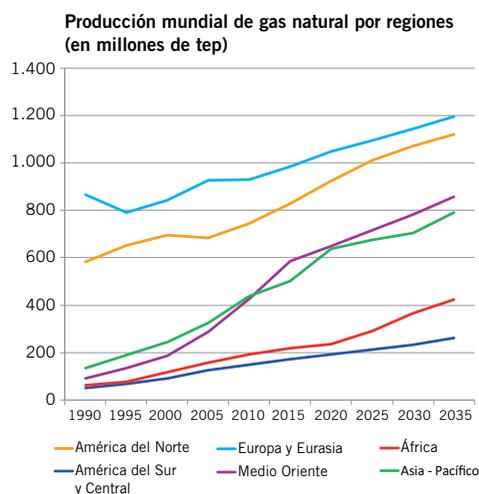
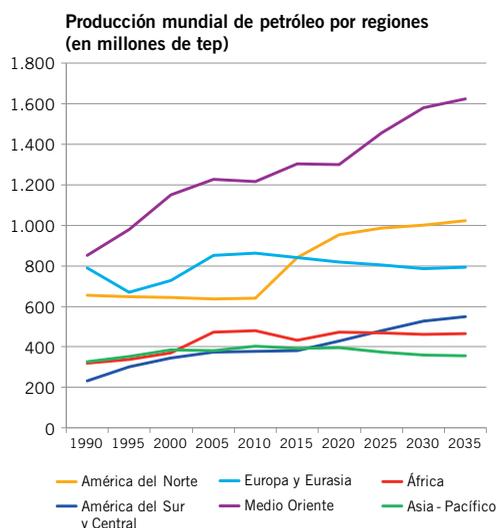


Matriz energética global prevista 2015



Producción mundial de energía por fuentes. Porcentajes





a Medio Oriente y, en menor medida, a América Latina y África. Dentro del mundo industrializado, Estados Unidos estabilizará su consumo, y en Europa Occidental se registrará una leve disminución aun con crecimiento económico, debido a la mayor eficiencia en el aprovechamiento energético. Será justamente esta mayor eficiencia la que permita una disminución sustancial de la intensidad energética (energía requerida por unidad de producto bruto interno) que en 2035 será un 36% menor que en 2012.

La matriz energética global de 2012 nos muestra un mundo en el que los combustibles fósiles aportan un 86% de la provisión de energía, correspondiendo el 33% al petróleo, el 30% al carbón y el 23% al gas natural. El 14% restante está compuesto por la energía nuclear (4%), la energía hidráulica (7%) y las fuentes renovables (2%). En la matriz energética prevista para 2035 el aporte de estas

tres fuentes sumará un 18%, en tanto los combustibles fósiles se repartirán su aporte por partes casi iguales: 27% para el gas natural, igual porcentaje para el carbón y 28% para el petróleo.

En cuanto a los sectores consumidores, el que más crecerá será el de la generación eléctrica, que actualmente insume el 42% de la energía producida, y lo hará en un 46% en 2035. El transporte disminuirá de un 18 a un 16%, y la industria de un 30 a un 28%. Los restantes sectores (doméstico, agrícola, comercio, servicios) se mantendrán en un 10%.

Combustibles fósiles

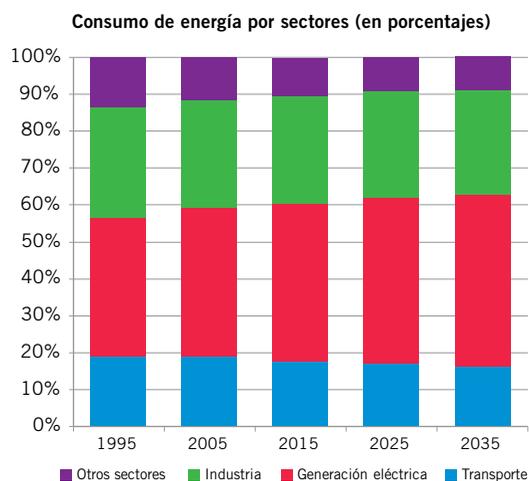
El gas natural será el combustible fósil de mayor desarrollo, con un crecimiento del 1,9% anual, destinado especialmente a la industria y a la generación eléctrica. El gas de fuentes no convencionales (*shale* y *tight*) aportará casi la mitad de ese crecimiento. Su producción comenzará a estancarse en EE.UU. hacia 2020 pero crecerá sensiblemente en Rusia y en América del Sur. Al mismo tiempo, las exportaciones de GNL crecerán un 3,9% anual para abastecer Europa Occidental, y muy especialmente a China e India.

El segundo puesto de los fósiles lo ocupará el carbón, con un aumento de la demanda del 1,1% anual, también proveniente en su mayor parte de los dos gigantes asiáticos que sumarán el 64% del consumo en 2035.

El aumento del suministro de petróleo y otros combustibles líquidos, incluyendo biofuel, entre 2012 y 2035 será del 0,8% anual, y provendrá principalmente del continente americano y de Medio Oriente. Más de la mitad de los nuevos recursos se producirán en países no miembros de la OPEP que, con un incremento en la producción de *tight oil* estadounidense, arenas bituminosas canadienses, crudo de aguas profundas brasileñas y biocombustibles, compensarán los descensos de producción de recursos maduros de otras zonas. En los resultados del estudio publicados por BP, no hay referencias específicas diferenciadas sobre la producción de *tight* y *shale oil* fuera de EE.UU., o la explotación de los petróleos extra pesados de la Faja del Orinoco.

Esos recursos no convencionales supondrán el 60% del incremento de la oferta. Para 2035 el *tight oil* aportará el 7%





de la producción total de combustibles líquidos, el petróleo de esquistos el 3% y los biocombustibles el 5%. El crecimiento de la demanda se trasladará desde los países industrializados, miembros de OCDE, a los grandes consumidores asiáticos. La mayor demanda provendrá de China, pero su crecimiento hasta 2035 será relativamente moderado, mientras que será intensivo en India y en Medio Oriente. Esta región, además de gran productora, será gran consumidora.

Coincidiendo con IEA, el BP Energy Outlook considera que el aumento de la producción de nuevos recursos de tight oil probablemente haga que Estados Unidos supere a Arabia Saudita y se convierta en el mayor productor mundial de combustibles líquidos en el corriente año, o a más tardar en 2015. Se espera que las importaciones de petróleo de Estados Unidos caigan un 75% entre 2012 y 2035. La cuota de la OPEP dentro del mercado petrolífero, que actualmente es del 54%, descenderá en los próximos años por dos causas: la creciente producción de los países no miembros de la OPEP y la desaceleración del crecimiento de la demanda debida tanto a los altos precios como a la cada vez mayor eficiencia de las tecnologías del transporte. De todos modos, se estima que este descenso será circunstancial y que la cuota de mercado de la OPEP repuntará hacia 2020, volviendo a los niveles anteriores a 2014.

Otras fuentes de energía

Está previsto que la energía nuclear aumente a un ritmo mayor que el de otras fuentes no renovables. Se estima un aumento del 1,9% a cargo principalmente de China, India y Rusia, países en los que se registrará el 96% de ese aumento. El mayor aporte de la energía nuclear a la demanda global se registró en 2001, y se considera que esa situación no volverá a repetirse. En Europa y en EE.UU., donde la mayoría de las centrales tienen varias décadas de uso, está previsto su cierre paulatino, en tanto está proyectada la construcción de muy pocas plantas. Las extremas medidas de seguridad exigidas para las centrales nucleares en el mundo industrializado las convierten en económicamente no competitivas.

El crecimiento en energía hidroeléctrica se espera que llegue al 1,8% anual en 2035. La mitad del crecimiento procederá de China, India y Brasil, que están desarrollando grandes proyectos para el aprovechamiento de esta fuente. En el caso de Brasil, esta fuente pasará de su aporte actual del 66% al 77% de la generación eléctrica en dos décadas.

El estudio de BP excluye del concepto de energías renovables a la hidroeléctrica. El conjunto de fuentes renovables consideradas continuará siendo, como lo preveían de ediciones anteriores, las de mayor incremento en el período analizado, alcanzando un promedio del 6,4% anual hasta 2035. Actualmente, los mayores consumidores de estas fuentes son América del Norte y Europa-Eurasia, que cubren el 64% del total global de renovables y son los mayores participantes de su crecimiento, pero aquí también el mapa energético experimentará un cambio sustancial. Esas regiones pasarán a consumir el 49% de la energía proveniente de estas fuentes, en tanto Asia-Pacífico pasará del 27% al 42%, y las regiones en vías de desarrollo (América del Sur y Central, Medio Oriente y África) se mantendrán en un 9% del total mundial.

Eugenia Stratta es Gerente de Biblioteca e Información Técnica del IAPG.

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

Wätsilä Argentina S.A. Tronador 963 CABA-Tel. (011) 4555 1331 info.argentina@wartsila.com

Congresos y jornadas



El IAPG marca su tendencia en los principales simposios dentro y fuera del país para traer los últimos adelantos en estrategias y tecnologías.

Los que se fueron

Exitoso 2º Congreso de Integridad en Instalaciones en el *Upstream* y *Downstream* del Petróleo y del Gas

Cerró con éxito el 2º Congreso de Integridad en Instalaciones en el *Upstream* y *Downstream* del Petróleo y del Gas, organizado por la Comisión de Integridad en Instalaciones de Gas y Petróleo del IAPG, y que se llevó a cabo del 20 al 22 de mayo de 2014 en la ciudad Autónoma de Buenos Aires.



2º Congreso de Integridad en Instalaciones de Petróleo y Gas

programas de petróleo y de gas que permiten mejorar la eficiencia y, finalmente, cumplir con los requerimientos incluidos en las normativas nacionales e internacionales.

Las conclusiones fueron optimistas, y se abre el camino para organizar un tercero, al decir de su presidente, el Ing. Eduardo Carzoglio. Al finalizar el encuentro, pasó el mando a su nuevo presidente, Leonardo De Michelis. Para obtener imágenes del congreso y de la exposición conjunta: https://www.facebook.com/IAPGinfo/photos_stream.

En efecto, más de 300 profesionales asistieron al evento, cuya sede fue el Sheraton Buenos Aires Hotel & Convention Center de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, y en el que se pudieron mostrar y revisar las experiencias y desarrollos en el área de integridad de instalaciones de gas y petróleo, involucrando todo el proceso:

- Captación
- Tratamiento
- Transporte
- Refinación
- Distribución

La integridad cobra una presencia cada vez mayor. Este impulso es debido a la necesidad de responder a la sociedad acerca de la preservación del ambiente, proveyendo



El 21WPC 2014 en Moscú y su impacto

La mayor muestra mundial de petróleo y de gas, el *World Petroleum Congress 2014 (21WPC2014)*, se llevó a cabo del 16 al 19 de junio en Moscú, con 55.000 m² de espacio de exposición y 5.000 delegados, incluyendo 30 ministros de más de 80 países, y más de 400 CEOs de importantes empresas dedicadas a los hidrocarburos en todo el mundo.



Se trata del congreso mundial más renombrado para los hidrocarburos, y es organizado cada tres años por el *World Petroleum Council*, de cuyo Comité Ejecutivo y Consejo Permanente el IAPG es miembro, y, a través de *Petrotecnia*, patrocinador.

Bajo el lema "Proveer de energía responsablemente a un mundo en crecimiento", los protagonistas de la geopolítica global visitan el 21WPC2014 con la mirada puesta en cómo la demanda y la oferta de energía afectan y afectarán la provisión de energía y los mercados.

El 21WPC centró el debate en las soluciones destinadas a proporcionar acceso global a la totalidad a la energía fiable, asequible y sostenible, tanto en el futuro inmediato



como a largo plazo. Para lograr este objetivo, los productores, los consumidores, los gobiernos y los representantes de la sociedad deben trabajar en estrecha colaboración para desarrollar formas innovadoras con el fin de encontrar nuevas fuentes de petróleo, gas y recursos energéticos alternativos, así como para establecer normas más estrictas para lograr un consumo más sabio de energía, más eficiente y más limpia. La necesidad de una visión a largo plazo sobre las masivas inversiones que requiere el sector de la energía, y los retornos a los inversores que adoptan este enfoque visionario, también será destacado y debatido.

El programa técnico del 21º Congreso Mundial del Petróleo está organizado en cuatro bloques temáticos, que abarcan una amplia gama de temas de la industria:

- Bloque 1: Exploración y Producción de Petróleo y Gas Natural
- Bloque 2: Refinación, Transporte y Petroquímica
- Bloque 3: Procesamiento de Gas Natural, Transporte y Comercialización
- Bloque 4: Gestión Sostenible de la Industria
- Y, naturalmente, en un marco del cuidado del ambiente y la prevención del cambio climático.

Los que vendrán

Jornadas de Perforación y exposición Oil & Gas Energía - Patagonia 2014



Organizadas por la Comisión de Perforación del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, en conjunto con su Seccional Comahue, las Jornadas de Perforación, terminación, reparación y servicio de pozos se llevarán a cabo del 1º al 3 de octubre de 2014, en el Espacio DUAM de la ciudad de Neuquén, en el marco de la exitosa exposición Oil & Gas Energía - Patagonia 2014.

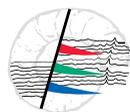
Este encuentro se desarrollará sobre la base de presentaciones técnicas y mesas redondas a cargo de destacados especialistas.



Los objetivos del encuentro son los de proveer un ámbito técnico propicio para la presentación de trabajos, experiencias y presentación de tecnologías relacionadas con la perforación, terminación, reparación y servicio de pozos. Además, generar un debate dinámico que permita el intercambio de información, como así también la actualización del conocimiento de todos aquellos profesionales involucrados con esta actividad.

Más información: www.iapg.org.ar y <http://www.oge-patagonia.com.ar/>

IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos



IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos

IAPG INSTITUTO ARGENTINO DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

Hotel InterContinental - Mendoza, Argentina.
3 al 7 de Noviembre 2014

La ciudad de Mendoza ha sido elegida esta vez para albergar, del 3 al 7 de noviembre de 2014, en el Hotel Intercontinental, el IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, CONEXPLO, organizado por la Comisión de Exploración y Desarrollo del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG).

Se trata del evento en Geociencia más importante de la Argentina, que se realiza cada tres años. El programa abarca cuatro días, durante los que se expondrán trabajos técnicos relacionados con la exploración y desarrollo de yacimientos, donde las principales disciplinas son la geología, la geofísica y la ingeniería de reservorios.

Históricamente, el objetivo principal del Congreso es el de promover la transferencia del conocimiento entre los profesionales de la industria del petróleo y del gas que trabajan en el área de Exploración y Desarrollo, en diferentes disciplinas relacionadas con esta actividad. Son pilares fundamentales de esta reunión materias como la geofísica aplicada, geología de exploración y desarrollo de reservorios, ingeniería de petróleo, entre otros.

En esta ocasión, bajo el lema "Rompiendo paradigmas", el temario se centrará en buena parte en los recursos no convencionales, más específicamente los hidrocarburos provenientes de lutitas (*oil and gas shale*), que anteriormente eran consideradas solamente roca madre, han pasado a tener un rol protagónico para el incremento de producción tan anhelado en este país.

Los puntos fuertes del congreso a destacar para la Comisión Organizadora son:

- Oportunidad única para compartir experiencias en tópicos relacionados con la exploración y desarrollo de reservorios. Interacción interdisciplinaria, lo que garantiza un espectro amplio de temáticas a discutir.
- Análisis sistemático y revisión de metodologías aplicadas a la caracterización de reservorios no convencionales.
- Comprensión de los nuevos desafíos tecnológicos y conceptuales para el crecimiento energético del país.

Como es de costumbre, el IX Congreso de Exploración y Desarrollo propone no solamente las sesiones orales correspondientes a los trabajos técnicos relacionados con el Congreso, sino que también se llevarán a cabo tres simposios: de Geofísica (co-coordinado con la EAGE), de Evaluación de Formaciones y de Reservorios No Convencionales. Por otro lado, se presentarán sesiones de pósters y se realizarán las Jornadas de Geotecnología.

Se convoca a todos los profesionales, académicos y técnicos de la industria del petróleo y del gas para que participen de este evento, considerado el de mayor relevancia para el país.

Organiza: Comisión de Exploración y Desarrollo, Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG). Auspician: AAGGP (Asociación Argentina de Geólogos y Geofísicos Petroleros), AAPG (American Association of Petroleum Geologists), AGM (Asociación Geológica de Mendoza), SEG (Society of Exploration Geophysicists), EAGE (European Association of Geoscientists and Engineers), SPWLA (Society of Petrophysicists and Well Log Analysts).

Para más información: <http://www.iapg.org.ar/congresos/2014/conexplo/>

"Ingeniería 2014, Latinoamérica y Caribe" extiende la presentación de trabajos

Bajo el lema "Construyendo un futuro regional sostenible", el Centro Argentino de Ingenieros (CAI) organiza "Ingeniería 2014 - Latinoamérica y el Caribe - Congreso y Exposición", que se desarrollará del 4 al 6 de noviembre de 2014 en el Centro Costa Salguero de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Se informa a todos los profesionales del sector que se ha extendido la fecha de presentación de trabajos para el Congreso hasta el 30 de junio de 2014. Los interesados en presentar sus trabajos podrán obtener mayor información sobre las áreas temáticas, condiciones, fechas y criterios de evaluación en la página web del Congreso: <http://www.ingenieria2014.com.ar/trabajos.html>

Los trabajos serán evaluados por destacados profesionales de la ingeniería, la Academia y el sector productivo. El Congreso ofrecerá la oportunidad de compartir contribuciones con los colegas de la región, lo cual permitirá enriquecer el debate y reflexionar sobre los avances en la ingeniería y sobre las distintas problemáticas en las que esta puede brindar un aporte sustancial.

El Congreso se desarrollará bajo cuatro ejes temáticos: Sostenibilidad en territorios urbanos y rurales; Desarrollo de las economías; Integración regional educativa y profesional



e Integración regional de las infraestructuras. Su objetivo es la integración regional como llave para generar nuevas oportunidades para las empresas, las instituciones, las universidades y los profesionales de la región. El Congreso presentará ideas y propuestas estratégicas que Latinoamérica espera de la tecnología, la innovación y la producción.

Más información: contacto@ingenieria2014.com.ar

El VIII INGEPET, en Perú

A 3.100 km de Buenos Aires, y 75 m más sobre el nivel del mar, del 3 al 7 de noviembre próximos se desarrollará en Lima, Perú, el VIII INGEPET 2014.



Se trata de un importante congreso a nivel regional, donde se busca difundir las nuevas tecnologías, el estudio de casos integrados y las mejores prácticas, a través de presentaciones técnicas, sesiones de pósters, conferencias magistrales, foros y cursos técnicos.

Este año se cumple el 25º aniversario desde la primera versión nacional de este Congreso, en 1988, en la legendaria ciudad de Talara; en 1993 pasó a ser internacional y su primera versión en esta modalidad se realizó en Lima. En ambos casos, el INGEPET fue organizado y respaldado por Petroperú; de hecho, el nombre del Congreso proviene de un acrónimo de la “Gerencia de Ingeniería de Petroperú”, cuyos miembros fueron sus realizadores iniciales.

En esta edición el lema será “Desafíos energéticos que enfrenta Latinoamérica”, y el programa técnico estará orientado a diversos temas referidos a la gestión sostenible de la industria de hidrocarburos; el negocio de los hidrocarburos; gas y líquidos del gas natural; geociencias y nuevos recursos (no convencionales y tecnología emergente). Además, el programa se complementará con la presentación de foros con temas relacionados con el rol de las empresas nacionales de petróleo, la apertura a la inversión en hidrocarburos y la industria del gas natural en el Perú, y la exploración de frontera como horizontes profundos *offshore*, pre-cretácicos, faja plegada, etcétera.

Se realizará, asimismo, un ciclo de talleres referidos a las actividades sobre responsabilidad social que los contratistas han desarrollado en las áreas que operan por hidrocarburos, compartiendo también de un auspicioso programa de cursos pre Ingepet.

Este Congreso se realiza bajo el espíritu de tener conciencia acerca de que la demanda de petróleo y de gas seguirá incrementándose en las próximas décadas, para lo cual la industria se enfrentará a muchos desafíos, tales como la exploración en aguas profundas, el desarrollo de recursos no convencionales y de campo a distancia, así como mejorar y desarrollar la recuperación de campos maduros, reservas de gas natural, en cumplimiento estricto con las actuales normas medioambientales y de responsabilidad social.

Se espera que el VIII INGEPET 2014 aportará muchas reflexiones sobre los logros destacados por la industria de hidrocarburos, así como por cada una de las empresas petroleras locales y que motiva al sector, cada vez más, a enfrentar nuevos retos para abordar en los próximos años. Más información: www.ingepet.com

26WGC2015: Creciendo juntos hacia un planeta amigable

Los líderes globales de la energía se reunirán del 1º al 5 de junio de 2015 en la prestigiosa WGPCPARIS2015 (la Conferencia Mundial del Gas) en París. Se tratará de la vigesimosexta edición de la muestra, organizada por la Unión Internacional del Gas (IGU), y que en esta ocasión tendrá como anfitrión a Francia. La conferencia y exposición abordará los acontecimientos recientes en el sector energético, con un enfoque primordial en el crecimiento sustentable de la industria mundial del gas.



Bajo el lema “Creciendo juntos hacia un planeta amigable”, la WGPCPARIS2015 será una vidriera donde se exhibirán los principales logros e hitos alcanzados por la industria mundial del gas. También se buscará trazar nuevas estrategias de la industria del gas natural.

Para hacer frente a la continua necesidad de energía limpia y eficiente, el equipo WGPCPARIS2015 ha identificado los pilares estratégicos para sostener el futuro crecimiento global: el crecimiento debe ser sostenible y compartido entre los continentes, y mejorar las condiciones actuales sin comprometer la capacidad de generaciones futuras para satisfacer sus propias necesidades.

El programa técnico WGPCPARIS2015 se ha estructurado en torno a temas críticos, comenzando con “Recursos humanos para el futuro”, “El gas natural disponible en todas partes”, y luego “El gas natural para un desarrollo sostenible”, hasta llegar a “La combinación con las energías renovables y la electricidad”. Será la oportunidad para que una industria con intereses comunes busque garantizar la excelencia continua en el clima global del gas actual.

Para más información o para registrarse: www.wgc2015.org



iapg

www.iapg.org.ar

A AOG

X ARGENTINA OIL&GAS
EXPO 2015

Exposición Internacional del Petróleo y del Gas



2° CONGRESO
LATINOAMERICANO Y DEL CARIBE DE
PERFORACIÓN
TERMINACIÓN, REPARACIÓN Y SERVICIO DE POZOS

5 – 8.10.2015

La Rural Predio Ferial
Buenos Aires, Argentina

Organiza y Realiza

iapg

INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

Comercializa y Realiza: Messe Frankfurt Argentina - Tel.: + 54 11 4514 1400 - e-mail: aog@argentina.messefrankfurt.com



messe frankfurt

NOVEDADES DE LA INDUSTRIA

YPF confirmó hidrocarburos no convencionales en Chubut

El presidente y CEO de YPF, Miguel Galuccio, y Martín Buzzi, gobernador de la provincia de Chubut, explicaron los avances del primer proyecto de exploración no convencional en la formación D-129, en la provincia de Chubut.

Galuccio confirmó la presencia de petróleo de 39° API y gas con poder calorífico de 11.000 Kcal/m³, de calidad superior al promedio de la cuenca del Golfo San Jorge.

El pozo Exp-914 está ubicado en el yacimiento El Trébol; tiene una profundidad de 3.591 metros y atraviesa 363 metros de la sección de interés de la formación D-129. Hay que destacar que el proceso de estimulación hidráulica se realizó, por primera vez en el país, con agua del propio proceso de producción, sin utilizar agua dulce.

A partir de la perforación y puesta en ensayo de este pozo, YPF inició con éxito la primera fase exploratoria del play no convencional D-129, lo que ratifica el compromiso de la compañía con la provincia de Chubut. Estos alentadores resultados, que se suman a otros recientemente anunciados, constituyen un hito de esta gestión de YPF, y permitirán incorporar a Chubut como otra provincia con alto potencial en recursos no convencionales.

La Argentina es hoy el segundo país del mundo que logra escala en la puesta en producción de los recursos no convencionales a partir de la actividad desarrollada por YPF en Vaca Muerta.

La producción de petróleo en la provincia de Chubut creció en el primer trimestre de 2014 un 10%, en relación al mismo período del año anterior. Estos son los mayores valores de producción de los últimos 28 años.

Estos resultados solo se consiguen con más inversión como impulsora de la actividad. En el último año, se invirtió en la actividad productiva de Chubut un 32% más que en el 2012. Con estos resultados, hoy la provincia de Chubut recibe en concepto de regalías el doble de lo que recibía a comienzos del año 2013. YPF confía en poder seguir en este camino para darle un nuevo horizonte productivo a la Cuenca.



Nuevos equipos de Emerson: transmisores con dos variables de proceso, medidores de caudal ultrasónicos y sensores de fondo de pozo



Emerson Process Management presentó el Transmisor Inalámbrico Multivariable Rosemount 3051S, un equipo diseñado para medir directamente dos variables de proceso en una sola instalación, ayudando a los usuarios a obtener una mayor visibilidad del proceso al disminuir los costos de instalación.

Cuanto más dispositivos haya en una planta, mayores serán el costo y el tiempo invertidos en la instalación, mantenimiento y paradas de planta. Ahora, los usuarios pueden simplificar la instalación y las rutinas de mantenimiento con este transmisor inalámbrico, cuyo módulo sensor contiene dos sensores independientes, uno de presión estática y otro de presión diferencial, lo cual permite a los usuarios reducir las intervenciones en las cañerías y líneas de impulso, además de los costos asociados. El sensor de presión estática está disponible para medición de presión manométrica real o absoluta, permitiendo reducir el mantenimiento y los costos de calibración.

Respaldado por la experiencia probada de la empresa en la instrumentación de campo Smart Wireless, los usuarios tienen visibilidad instantánea de las mediciones a través de un sistema de monitoreo no intrusivo, WirelessHART. Con este equipo, los usuarios pueden monitorear más activos a lo largo de sus plantas, con una confiabilidad mayor al 99%, y un ahorro de costos entre el 40% a 60% sobre instalaciones cableadas. Y garantiza una década y media de funcionamiento con una estabilidad de 10



años, convirtiéndose en la forma más rentable y confiable de monitorear los activos mientras reduce los costos de instalación.

Nueva generación de medidores de caudal ultrasónicos para O&G

La empresa presentó recientemente en la OTC de Texas los nuevos medidores ultrasónicos de gas y líquido Daniel, que cuentan con una nueva generación de plataformas electrónicas. La precisión, la amplitud de tamaño de línea y flexibilidad hacen a los nuevos medidores ultrasónicos de gas JuniorSonic de un haz (3411), de dos haces (3412) y SeniorSonic™ de cuatro haces (3414), ideales para una amplia variedad de aplicaciones de medición. Adicionalmente, el nuevo ultrasónico de gas de cuatro haces (3814) expande las funcionalidades y desempeño de su predecesor, el ultrasónico modelo 3804, para mejorar la confiabilidad en aplicaciones de transferencia en custodia.



Diseñado para un uso veloz, fiable, fácil de usar y de integridad de medición, los nuevos medidores de flujo ultrasónicos proporcionan precisión y repetitividad. Con una mayor velocidad de muestreo, la nueva plataforma electrónica aumenta significativamente los datos que utiliza para calcular la velocidad promedio, percibiendo rápidamente los cambios en la dinámica del caudal. Los usuarios podrán capturar grandes volúmenes de datos, así como parámetros de flujo detallados, incluyendo presión, temperatura y composición del gas, permitiendo al medidor actuar como un computador de flujo redundante.

La electrónica de alta velocidad guarda datos clave de registro de auditoría del medidor y permite la entrega de mejores cálculos para auditoría o facturación. Los datos de auditoría cumplen con el Estándar 21.1 de la API (American Petroleum Institute), y está respaldado por una memoria no volátil de 128 MB. El acceso a alarmas, eventos y cambios en la configuración se obtienen en cuestión de segundos.

Además, la electrónica del medidor cuenta con una placa compacta de circuito para una mayor fiabilidad y facilidad de mantenimiento, lo que simplifica la remoción y reinstalación en campo. La electrónica mejora las anteriores electrónicas de Daniel y son expandibles, permitiendo futuras ampliaciones para adaptarse a cumplir las variables necesidades de los usuarios. Las electrónicas soportan acceso remoto, así como conectividad Ethernet 100BaseT Fast para facilitar comunicaciones e integración a lo largo de toda la organización.

Para mejorar la confiabilidad y tiempo de operación, cada ultrasónico de gas Daniel tiene nuevos y más fuertes transductores serie T-20, que están diseñados para aplicaciones de gas húmedo, rico o con partículas. Los transduc-

tores facilitan la resolución de problemas permitiendo a los operadores detectarlos rápidamente y aislarlos, previniendo despresurizaciones innecesarias del medidor.

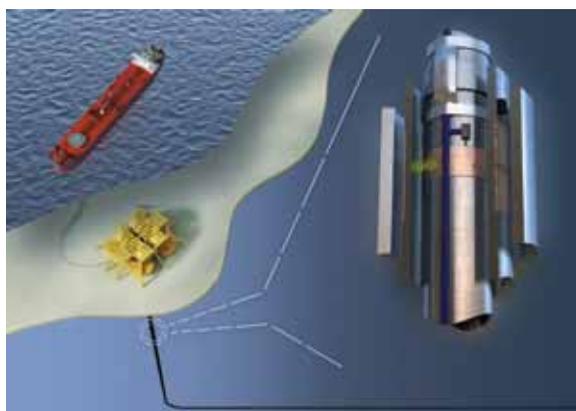
El nuevo medidor ultrasónico de gas y líquidos de Daniel también incluye una versión actualizada del software de configuración y diagnóstico MeterLink (v1.10), que utiliza una interfaz intuitiva y fácil de usar para mejorar el desempeño general. MeterLink muestra perfiles anormales de flujo, bloqueo aguas arriba, la formación de depósitos en el medidor y la existencia de hidrocarburo en el gas, un beneficio invaluable para las aplicaciones de *shale gas* y nuevos gasoductos donde pueden existir restos de agua de pruebas hidráulicas. Adicionalmente, un asistente online ayuda a configurar el medidor en el campo, disminuyendo el tiempo de comisionado y minimizando los costos de puesta en marcha.

Nuevo Sensor Inalámbrico TP de Fondo de Pozo

Por su parte, Roxar presentó un nuevo instrumento que le permitirá medir en línea y en tiempo real la presión y la temperatura detrás del revestimiento de la tubería en pozos de producción submarinos, brindando a los operadores, luego de las tareas de terminación, una nueva herramienta para monitorear la integridad del pozo.

Con un monitoreo de presión normal, el sistema de sensores de fondo de pozo inalámbrico de presión y temperatura de Roxar lo ayuda a confirmar la integridad de los sellos y asegurar que estén controlados a través de la regulación del flujo del pozo.

La herramienta también ayudará a disminuir el a veces excesivo costo de los revestimientos, que pueden hacerse para compensar los peores escenarios posibles y que también, potencialmente, salvan a los operadores de importantes costos en el cierre de los pozos, debido a su falta de capacidad para verificar la integridad de la barrera. El nuevo sistema de sensores TP inalámbrico y sus capacidades de monitoreo permanentes le darán una certeza adicional al proceso de supervisión de la integridad, así como proporcionará valiosa información para la solución de problemas.



Soluciones de Schneider Electric para un hogar más seguro

Los factores externos, como las fluctuaciones de electricidad y las instalaciones precarias, pueden causar accidentes y dañar no solo sus posesiones sino también a quienes habitan en ella. Sin embargo, saber cómo se producen estos peligros y de qué forma se pueden prevenir permite no solo la gestión de una energía más segura y eficiente, sino también contribuir al cuidado de la familia.

“Lograr un hogar más seguro, implica soluciones simples, las cuales no necesariamente deben ser costosas, razón por la cual nuestro principal objetivo es el bienestar de la familia”, asegura el Ingeniero Daniel Campobello, Gerente de Marketing Retail de Schneider Electric. “Vemos más allá de la superficie y prestamos atención a las diferentes áreas de la casa centrándonos en la seguridad”.

Cada hogar tiene diferentes características y funciones, pero todas funcionan con energía y electricidad, recursos que mal administrados o sin control pueden causar costosos problemas. Por tal motivo, Schneider Electric presenta los tres problemas más comunes que pueden darse en un hogar, y la solución a cada uno de ellos para lograr una casa segura.

- **Problema 1:** Daños en el equipamiento del hogar debido a los cambios de tensión: A menudo, dejamos electrodomésticos enchufados todo el día, e incluso algunos, como la heladera, son imposibles de desenchufar. Pero aun estando enchufados y apagados, siguen siendo vulnerables a las fluctuaciones de tensión o apagones repentinos que pueden causar cortocircuitos y dañar los equipos.

Solución: Gracias a los reguladores de voltaje y protectores de sobretensión, que permiten ajustar y normalizar el uso de energía, se pueden proteger los equipos electrónicos. Schneider Electric ofrece productos tales como Reguladores de Voltaje Automático (AVRs), que ajustan instantáneamente las altas y bajas de voltaje a niveles seguros, y Supresores de Tensión (SPDs) que pueden proteger el equipamiento electrónico contra sobretensiones. Asimismo, las Back-UPS (o protectores de sobretensión de la batería) pueden proporcionar durante un breve período la energía de la batería a los equipos, para garantizar que estos se apaguen correctamente. En condiciones en que la interrupción de la energía no depende de uno, estas soluciones de Schneider Electric ofrecen protección y seguridad para los electrodomésticos y equipos.

- **Problema 2:** Riesgos de incendios potenciales causados por la electricidad no regulada: Así como la falta de energía eléctrica puede dañar los equipos, también se pueden presentar daños por exceso de energía. La cantidad de electricidad que fluye en las casas, proveniente de las redes de distribución eléctrica, llevan una tensión constante, pero diferentes áreas de la casa requieren diferentes cantidades de energía de acuerdo al dispositivo o equipamiento del que se trate. Si la instalación eléctrica tiene demasiada energía fluyendo a través de los cables y los fusibles, se podría llegar a niveles peligrosos creando problemas y fallas en los equipos, por explosiones e incendios.

Solución: Dentro de las soluciones residenciales de Schneider Electric, un interruptor de circuito que regule la entrada y salida de energía es uno de los dispositivos de seguridad más importantes para tener en una casa. El interruptor efectuará un seguimiento de la corriente eléctrica que pasa a través de la casa y corta la corriente cuando el flujo de energía es muy alto. El interruptor de energía ayuda a retomar los niveles normales y los regula de forma continua y eficiente.

- **Problema 3:** Alto consumo de energía causado por ambientes incómodos: Durante los meses de verano los controles de iluminación y temperatura pueden significar la diferencia entre un ambiente mal ventilado y el alivio del cambio del clima. Es posible que la vivienda esté equipada con dispositivos de iluminación que consumen más energía que otros, contribuyendo a elevar la temperatura, mientras que los controladores fallan, ya que no proporcionan un ambiente saludable y confortable.

Solución: Optimizar el hogar con controladores de ambiente eficientes. Schneider Electric ofrece una solución residencial única que controla la iluminación y la temperatura automáticamente. El sistema integrado puede proveer comodidad durante todo el día, ofreciendo el control para ajustar y personalizar la configuración del ambiente al tiempo que se incrementa el ahorro del consumo de energía.

“Como consumidores, queremos ser capaces de crear la mejor clase de confort para el hogar, lo que incluye la disminución de los gastos de energía y los potenciales peligros”, explica Campobello. “Por consiguiente, las soluciones deben ser simples, eficientes, verdes y confiables. La experiencia de Schneider Electric es guiada por la creencia de que cada casa merece ser confortable, segura y eficientemente energética”.



ExxonMobil encuentra gas y petróleo no convencional

ExxonMobil Exploration Argentina anunció que junto con Gas y Petróleo de Neuquén, descubrió gas y petróleo no convencional en un pozo en la provincia del Neuquén.

Ubicado en un área rica en líquidos de la formación de Vaca Muerta, el pozo Bajo del Choique X-2 se perforó a una profundidad total aproximada de 4.570 metros (15.000 pies), de los cuales la perforación vertical fue de 3.570 metros (11.712 pies) y la perforación horizontal de 1.000 metros (3.280 pies).

La terminación del pozo en la formación de Vaca Muerta fluyó a un caudal promedio de 770 barriles de petróleo por día a través de un orificio de 12/64 pulgadas (aproximadamente 4,7 milímetros) en el primer ensayo. Se están llevando a cabo análisis de información y estudios adicionales para evaluar en forma completa el descubrimiento. Previo a tomar decisiones comerciales se deberán perforar pozos adicionales.



El Presidente de ExxonMobil Exploration, Stephen M. Greenlee, manifestó que “no todos los pozos no convencionales son similares; es por ello que este primer descubrimiento operado por ExxonMobil en la formación de Vaca Muerta es una señal muy positiva de que el shale en esta área de la provincia de Neuquén constituye una gran promesa de recurso no convencional rico en líquidos en la Argentina”.

El Gobernador de Neuquén, Jorge Sapag, agregó: “estoy muy complacido con que la asociación entre ExxonMobil y GyP comience a mostrar excelentes resultados, tal como lo esperaban los analistas de energía respecto al potencial de la formación de Vaca Muerta en Neuquén”.

ExxonMobil opera y tiene el 85% de participación en el bloque Bajo del Choique. Gas y Petróleo de Neuquén posee el 15% de participación.

ExxonMobil Exploration Argentina tiene intereses en aproximadamente 360.000 hectáreas (900.000 acres) en la formación no convencional de Vaca Muerta en la provincia del Neuquén.

Nuevas autoridades en el CACME

El Comité Argentino del Consejo Mundial de la Energía (CACME), comunicó la elección de sus nuevas autoridades para el período 2014-2017, donde Jorge C. Bacher, socio de PwC Argentina, fue designado Presidente.

Contador público y Licenciado en Administración, Jorge C. Bacher coordina el área de Energía de PwC Argentina, firma en la cual se desempeña desde el año 1972. Desde entonces, ha estado involucrado en el sector energético. Desde 1989, participó en la reestructuración del sector de la energía en Argentina y trabajó activamente en proyectos de ampliación de diversas compañías, en su financiación, así como también en el funcionamiento del mercado de electricidad mayorista, la fijación de tarifas y otras áreas clave que afectan el sector de electricidad, el petróleo y el gas. Es miembro del CACME desde 1998.

Designada en la Asamblea General Ordinaria llevada a cabo el día 29 de abril, la Comisión Directiva de CACME quedó constituida de la siguiente manera (ver tabla en página siguiente).

El Consejo Mundial de la Energía (CME), o *World Energy Council (WEC)*, está constituido por entidades, líderes y profesionales involucrados en la promoción de la energía accesible, estable y favorable al medio ambiente para el beneficio de todos. Fundado en 1923, el *WEC* es el organismo mundial de energía, acreditado por la ONU, que representa a todas las actividades del sector energético y cuenta con más de 3.000 organizaciones miembros en más de 90 países. Sus miembros incluyen gobiernos, empresas públicas y privadas, universidades, organizaciones no gubernamentales y otras entidades relacionadas con el sector de la energía. El *WEC* informa las estrategias energéticas a nivel mundial, regional y nacional a través de la organización de eventos de alto nivel, la publicación de estudios y la colaboración entre los miembros de su amplia red, con el fin de facilitar el diálogo energético.

El Comité Argentino del Consejo Mundial de la Energía (CACME) es el vínculo entre el Consejo Mundial de la Energía (*WEC*) y las personas y organizaciones relacionadas al sector energético en nuestro país. Reorganizado estatutariamente en diciembre de 1991, es una ONG, con personería jurídica propia.



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

Presidente	Dr. Jorge C. BACHER	PwC Argentina
Vicepresidente	Ing. Carlos ALFONSI	YPF S.A.
Secretario	Dr. Horacio FERNÁNDEZ	Personal
Tesorero	Ing. Ricardo AGUIRRE	Chevron Argentina S.A.
Vocales Titulares	Dr. Carlos ORMACHEA	Tecpetrol S.A.
	Ing. Juan Pablo GÓMEZ LAMARQUE	Siemens S.A.
	Lic. Jorge FERIOLI	San Jorge Petroleum
	Lic. Graciela MISA	Edet S.A.
	Ing. Carlos WILLIAMS	Pan American Energy S.A.
Vocales Suplentes	Ing. Ronaldo Batista ASSUNÇÃO	Petrobras Energía S.A.
	Dra. María Gabriela ROSELLÓ	Total Austral S.A.
	Lic. Segundo MARENCO	Pluspetrol S.A.
	Ing. María GINESTET	Alstom Argentina S.A.
Comisión Revisora de Cuentas		
Titulares	Cdora. Marta ZAGHINI	Secretaría de Energía
	Ing. Silvio RESNICH	Personal
Suplentes	Sr. José ROPERTO	Bridas
	Ing. Diego MANFIO	Ingeniería Sima S.A.

Su principal función es “Promover y apoyar los esfuerzos del WEC en la obtención y el uso sostenible de la energía para el mayor beneficio de la población”.

El CACME tiene también el propósito de colaborar en el proceso de cambio del sector energético, promoviendo la participación de los actores del mismo, y con el aporte de la experiencia de especialistas extranjeros de los países miembros.

El Comité Técnico de CIDEL prepara las sesiones

Los organizadores de CIDEL Argentina 2014 se preparan para recibir a los referentes de la distribución eléctrica en el máximo congreso latinoamericano del sector. El Comité Técnico se reunió para organizar el desarrollo de las sesiones y analizar los 215 trabajos completos finalmente presentados.

Bajo el lema “Tendencias en la distribución eléctrica para un futuro sustentable”, CIDEL Argentina 2014, organizado por ADEERA y CACIER, se llevará a cabo del 22 al 24 de septiembre en el Hotel Panamericano. En sintonía con el espíritu del Congreso, su Comité Técnico conjuga a la perfección experiencia práctica y conocimiento académico, ya que está compuesto tanto por representantes de asociaciones y empresas de la industria eléctrica, como por expertos de las universidades.



Está presidido por el Ing. Raúl Stival, de ADEERA, y lo acompaña en la vicepresidencia el Ing. Gabriel Gaudino, de la Comisión de Integración Energética Regional (CIER).

El Comité Técnico tiene ahora la importante tarea de evaluar los trabajos recibidos, considerando la pertinencia temática, calidad y claridad de elaboración y, fundamentalmente, rigurosidad teórica, a fin de seleccionar los más destacados para que sus propios autores los presenten en el Congreso.

Asimismo, será encargado de confeccionar un Reporte especial, con una síntesis que exponga los principales contenidos de los papers y un análisis de sus conclusiones. Al finalizar el evento, se premiarán los dos mejores trabajos de cada sesión. Para mayor información ingresar en www.cidel2014.com.

Wärtsilä presentó la última versión de su motor 34DF

Se presentó en mayo el lanzamiento de la nueva versión del motor dual-fuel Wärtsilä 34DF, desarrollado por la compañía finlandesa Wärtsilä, uno de los mayores proveedores de soluciones de generación eléctrica del planeta, que brinda un 11% más de potencia y un menor consumo de combustibles que su modelo antecesor.

Desde su salida al mercado, el Wärtsilä 34DF ha sido el más elegido por los generadores que requieren un alto grado de flexibilidad en el uso del combustible. Y lo que es más, la mejora del rendimiento se ha alcanzado con el mismo tamaño de motor.

En este sentido, Rasmus Teir, gerente general de Motores Wärtsilä 32/34, explica que “contar con una mayor potencia y mejor eficiencia es la razón de ser detrás del upgrade de motores”. “Por lo general, el compromiso de desarrollo está sobre uno de los dos, sin embargo esta vez podemos proveer ambos”, añadió.

En su momento, el Wärtsilä 32DF fue una primicia mundial en su segmento. En un principio, fue pensado para operaciones terrestres, pero más tarde también introducido al mercado naval. Su sucesor, el Wärtsilä 34DF,



fue lanzado en el año 2009 con más capacidad de potencia, menos emisiones y una mayor eficiencia. Ahora, este motor ha sido optimizado en términos de tecnología para permitir una performance energética aún mayor y un mejor rendimiento, manteniendo sus dimensiones originales.

La versión de 50 Hz del nuevo Wärtsilä 34DF tiene una potencia de salida de 500 Kw por cilindro. Está disponible en varias configuraciones de cilindros -6L, 9L, 12V, 16V y 20V- capaces de ofrecer niveles de potencia que van desde los 3.000 Kw a los 10.000 Kw (para la versión 20v).

El nuevo Wärtsilä 34DF puede funcionar con gas natural de calidades muy diversas. El diseño estándar está pensado para un Número Metano (NM, unidad de medida) cercano a 80. El motor, sin embargo, puede ser optimizado también para su uso con gases cuyo NM sea aun menor.

El nuevo Wärtsilä 34DF opera sobre el principio de lean burn (mezcla pobre) en modo gas: la combinación de aire y gas dentro del cilindro recibe más aire del necesario para la combustión completa. El principio lean burn reduce la temperatura pico y, por lo tanto, las emisiones de NOx contaminantes.

La tecnología clave detrás del motor Wärtsilä 34DF es el sistema multi-fuel introducido por primera vez en el motor Wärtsilä 50DF. La operación multi-fuel permite a los operadores cambiar los combustibles durante la operación sin necesidad de detener el motor y ajustar componentes. La capacidad para optar entre gas, diesel o gasoil (LFO) y fuel oil pesado (HFO), transforma a este motor en el ideal para instalaciones en las que exista un suministro interrumplible de gas.

La obtención de una mayor potencia y una mejor eficiencia en el uso del combustible suelen ser los objetivos principales a la hora de realizar mejoras en un motor, ya que esos elementos influyen en los gastos operativos y de capital de los clientes. Sin embargo, a menudo es necesario encontrar un equilibrio entre ambos ejes al intentar mejorar el rendimiento en general. Con el nuevo Wärtsilä 34DF, sin embargo, ambos han logrado mejoras sin comprometer uno al otro.

El resultado final es un producto más competitivo a la hora de calcular los costos energéticos de los usuarios.

Avances técnicos

La mayor densidad de potencia es el resultado de varias mejoras en el Wärtsilä 34DF. El mismo utiliza turbo-compresores de última generación, capaces de funcionar de manera eficiente con altas relaciones de presión. El aumento en la relación de presión (boost pressure) ofrece una ventana más amplia para optimizar el motor, brindando de esta manera una mayor producción y eficiencia. El motor mejorado está también basado en la plataforma de motores diesel Wärtsilä 32, que está diseñada para altas presiones de disparos.



Profesionales & consultores



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



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

<p>Alejandro Gagliano agagliano@gigaconsulting.com.ar</p>	<p>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</p>
<p>Hugo Giampaoli hgiampaoli@gigaconsulting.com.ar</p>	

Promocione sus actividades en *Petrotecnia*

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

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

La combinación del nuevo turbocompresor con una mayor presión dentro del cilindro permite que el motor sea optimizado en una forma completamente nueva.

El aumento en la relación de presión permite una mayor libertad a la hora de regular el timing de las válvulas del motor y la eficiencia volumétrica. Además, el diseño de la parte superior del pistón y la relación de compresión han sido rediseñadas para lograr el espacio de combustión óptimo.

Los nuevos motores también cuentan con un ciclo Miller de avanzada y cierre de la válvula de admisión variable. El ciclo Miller se refiere a la entrada de cierre de la válvula, es decir, la válvula de entrada se cierra antes de que el pistón haya alcanzado el punto muerto inferior de la carrera de admisión. Esta tecnología se utiliza para reducir la temperatura máxima que alcanza la combustión, lo que a su vez se traduce en menores emisiones de NOx.

Un cierre de válvula de admisión variable altera el grado de ajuste del ciclo Miller, lo que a su vez permite que la eficiencia del motor, las emisiones de NOx y la respuesta de carga dinámica resulten optimizadas en todo el rango de potencia.

A medida que los motores de combustión van ganando espacio a la hora de equilibrar las cargas de redes eléctricas y para aplicaciones standby, una respuesta a la carga dinámica mejorada también se está transformando en un elemento cada vez más importante para los dueños de plantas de generación de energía. El nuevo Wärtsilä 34DF será también, por lo tanto, bien recibido en la industria energética.

Exitoso lanzamiento del programa de fidelización de YPF

A apenas 45 días de su relanzamiento, YPF Serviclub ya generó 250 mil nuevas adhesiones, alcanzando un nivel de más de 700 mil socios activos.

El nuevo Serviclub es un programa para viajar y para el consumo en general. Ofrece beneficios y descuentos en una red de más de 4.500 establecimientos adheridos en todo el país en distintos rubros: pasajes, hoteles, restaurantes, compras, cines, salidas en general y distintos servicios para el viajero y el automóvil.

El programa, además, cuenta con la posibilidad de acumular kilómetros con el consumo en combustibles, lubricantes y tiendas de YPF, que permiten acceder a productos exclusivos en las estaciones de la compañía y chances para participar todos los meses en importantes sorteos.



Como parte del programa de recompensas por canje de kilómetros se incluyen 60 paquetes para alentar a la selección argentina en el mundial de Brasil. Para estos premios ya se inscribieron más de 200 mil socios, quienes intervinieron en un sorteo que se realizó el miércoles 27 de mayo.

La inscripción a YPF Serviclub puede realizarse a través del portal www.serviclub.com.ar. Los socios históricos del programa podrán aprovechar los beneficios y acumular kilómetros con su tarjeta de siempre.

TGN designa nuevo presidente

Transportadora de Gas del Norte S.A. (TGN) comunica que ha designado al Doctor Santiago Marfort como Presidente de su Directorio, a partir del 25 de abril de 2014.

El Dr. Marfort es graduado en la carrera de Derecho de la Universidad Nacional de Córdoba y posee una larga trayectoria en la industria energética.

Durante varios años trabajó en el Grupo Roggio, y en el 2001 ingresó a Compañía General de Combustibles, donde se desempeñó como Gerente de Asuntos Legales y luego fue designado Gerente General hasta el año 2013.



Alfa Laval cumplió 100 años en la Argentina

La empresa industrial de origen sueco, Alfa Laval, dedicada a la provisión de productos especializados y soluciones de ingeniería, cumplió 100 años en Argentina, y reafirma su compromiso con el desarrollo de nuestra industria.

La compañía celebró sus 100 años con un cocktail en el Hotel Four Seasons de Buenos Aires, que contó con la presencia de más de 200 invitados entre clientes, empleados, ex-empleados, distribuidores, prensa y empresas suecas. Además de la presencia de la honorable Embajadora de Suecia en Argentina, Gufran Al-Nadaf, y de otros ejecutivos del Grupo gerencial de Alfa Laval en Latinoamérica.

Alfa Laval Argentina S.A. se fundó formalmente el 4 de abril de 1914. Hoy se encuentra celebrando su centenario, y continúa apostando al desarrollo de la industria, la innovación, la tecnología, y reafirma su presencia en el país.

Durante estos años, la compañía ha crecido sustancialmente y logrado numerosos avances para el desarrollo de nuestra industria. Entre 1895 y 1907 la separadora argentina de De Laval logró cosechar 24 primeros puestos en premios y, en 1905, una medalla de oro especial otorgada por el entonces presidente argentino Manuel Quintana.

En 1907 se construyó el primer taller de reparaciones en Argentina para atender las necesidades de mantenimiento de las máquinas separadoras y pasteurizadoras Alfa Laval. Esta iniciativa fue la primera en su tipo en nuestro país. Por otro lado, Wilhelm Goldkuhl y George Bröstrom, además de ser los fundadores de Alfa Laval Argentina, también contribuyeron en gran medida al desarrollo y crecimiento de la industria lechera en Argentina.

La compañía Alfa Laval se fundó originalmente en Suecia en el año 1883. Sus productos se venden en más de 50 países en todo el mundo. El grupo tiene 37 grandes plantas de producción y 102 centros de servicio especializado. Actualmente, Alfa Laval cuenta con más de 16.000 empleados a nivel mundial, y su facturación anual es de 3.500 millones de euros.

Sus tecnologías clave de intercambiadores de calor, separación centrífuga y manejo de fluidos, han sido sinónimo de experiencia en la tecnología, fiabilidad en los productos, eficiencia en el servicio y la más avanzada especialización en la ingeniería de procesos, en todo el mundo.



Las industrias que atiende la empresa son muy diversas: alimentos y bebidas, químicos y petroquímicos, productos farmacéuticos, almidón, azúcar y etanol. Los productos de Alfa Laval se utilizan también en las plantas productoras de energía, a bordo de embarcaciones, en industrias de ingeniería mecánica, en la industria minera y de tratamiento de efluentes, como así también en aplicaciones para el confort climático y la refrigeración.

Inauguran el primer Congreso Internacional de Residuos de la provincia

Organizado por el Organismo Provincial para el Desarrollo Sostenible (OPDS), abrió sus puertas recientemente el Congreso Internacional de Residuos "¿Dónde estamos. ¿Hacia dónde vamos?", evento en el que participan referentes a escala global en la materia, realizado en el Teatro Argentino de La Plata.

La inauguración estuvo a cargo de Hugo Bilbao, titular de la cartera ambiental junto a Alberto Pérez, Jefe de Gabinete, y al Secretario de Medio Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación, Omar Judis. Acompañaron en la jornada, además, los titulares de las carteras ambientales de las provincias de San Juan, Raúl Tello; San Luis, Daiana Hissa; Misiones, Viviana Rovira; Neuquén, Ricardo Esquivel; Río Negro, Laura Juárez; La Pampa, Darío Mariani; Salta, Gustavo Paul; Santa Cruz, Norberto Corral; y de Mendoza, Ernesto Elizalde.



Nuevo

REGISTROS DE POZO
PRINCIPIOS Y APLICACIONES

Alberto Khatchikian

Obra indispensable para geólogos e ingenieros de la industria del petróleo y gas que utilizan perfiles para evaluar formaciones o planear terminaciones

En venta en: Librerías SBS
Enrique Santos Discépolo 1875 - Bs. As.
www.sbs.com.ar



Alrededor de 1.400 interesados se inscribieron a través de la página web del Congreso para este evento. Más de 50 expositores forman parte de las exhibiciones que se realizaron en estos tres días, 25 de ellos expertos internacionales.

Entre los temas abordados se destacan las políticas comunicacionales y educativas en planes integrales de residuos, los residuos en los medios de comunicación, las experiencias de tratamiento y disposición final en centros poblacionales medianos (menos de cien mil habitantes), y las nuevas tecnologías para Residuos especiales. También, comenzaron las exposiciones sobre Gestión y trazabilidad para residuos especiales, tratamiento de Residuos hidrocarbúricos, tratamiento de Residuos y sus implicancias en los recursos naturales y metodología de GIRSU en la industria, y el rol de las ONGs, entre otros.

Hasta \$ 20.000.000 en subsidios para centros de desarrollo tecnológico

La Agencia Nacional de Promoción Científica y Tecnológica, dependiente del Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva, subsidiará la creación de centros de desarrollo tecnológico y servicios donde se generen actividades de transferencia tecnológica, investigación, desarrollo y servicios técnicos de alto valor agregado, orientados a la producción con amplio alcance a nivel territorial. Se podrán solicitar aportes no reembolsables por un mínimo

de \$ 6.000.000 y un máximo de \$ 20.000.000 para financiar hasta el 80% del costo total de cada iniciativa.

Los proyectos deberán ser presentados por consorcios asociativos públicos-privados o públicos-públicos. Se privilegiarán aquellas propuestas que impliquen nuevas capacidades en regiones de menor desarrollo relativo y en línea con las prioridades estipuladas en el Plan Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación "Argentina Innovadora 2020".

La convocatoria CEN-TEC, administrada por el Fondo Tecnológico Argentino (FONTAR), promoverá la instalación de nuevas capacidades para la prestación de servicios tecnológicos que fortalezcan la producción de bienes, servicios y el desarrollo de soluciones tecnológicas y de investigación aplicada, destinadas a satisfacer necesidades en un sector productivo determinado.

El instrumento se encuentra en ventanilla permanente, por lo que no hay fecha límite para la presentación de proyectos. Para más información sobre bases, condiciones y formularios de la convocatoria ingresar en el sitio web de la Agencia Nacional de Promoción Científica y Tecnológica www.agencia.gob.ar o solicitarlos por correo electrónico a cen-tect@mincyt.gob.ar



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

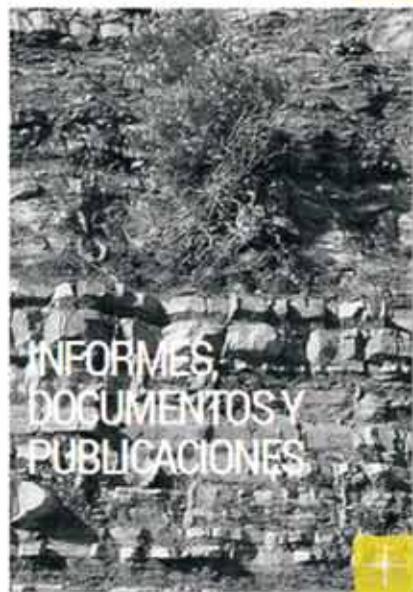
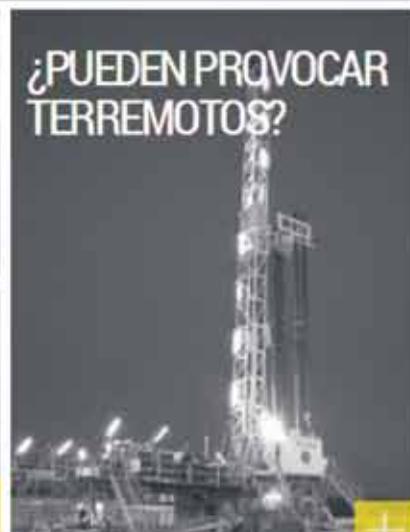
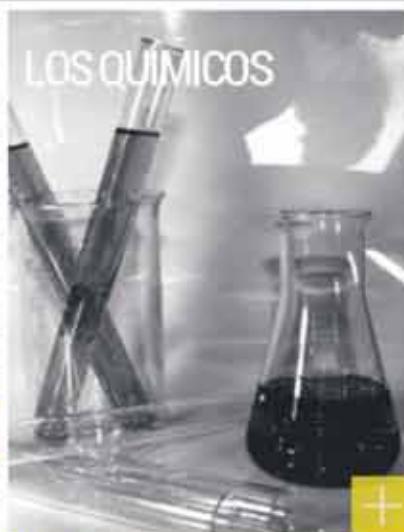
www.petroconsult-co.com - info@petroconsult-co.com

Buscá todo sobre el shale en nuestra web



INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

LOS NO CONVENCIONALES OPORTUNIDAD QUIMICOS SISMICIDAD USO DEL AGUA



NOTICIAS

14/01/2014

Vaca Muerta: Inician plan de vigilancia ambiental

Tomaron las primeras muestras en cursos de agua. Resultados alentadores.

< >

El experto en shale responde

¿Sabías qué?

Que la formación Vaca Muerta aparece a distintas profundidades e, incluso, en algunas regiones aflora sobre la superficie, pero que por cuestiones físicas sólo pueden explotarse los hidrocarburos que contiene a

< >



www.shaleenargentina.org.ar

Ya está online el sitio del IAPG destinado especialmente a los hidrocarburos de reservorios no convencionales, como shale gas y shale oil.

Pensada como herramienta útil para toda la comunidad, especializada o no, que quiera conocer con mayor profundidad lo relativo a estos reservorios y al fracking o estimulación hidráulica, así como los aspectos que generan mayores cuestionamientos: el uso del agua, la protección de los acuíferos, el uso de químicos, etcétera.

Toda la información de los expertos y las últimas noticias.

¡Y además, la posibilidad de consultar interactivamente a un experto sobre cualquier aspecto relacionado con el shale en la Argentina!

NOVEDADES DEL IAPG

La Seccional Sur participó de la Expo Industrial y Comercial, Innovación Tecnológica



El IAPG, Seccional Sur, de Comodoro Rivadavia, participó recientemente de la Expo Industrial y Comercial, Innovación Tecnológica, desarrollada del 15 al 18 de mayo en el Predio Ferial de Comodoro Rivadavia.

Se calcula que pasaron cerca de 20 mil personas en los 4 días y, en el exterior, estuvo lo más importante de la expo: un simulador de perforación a 3.400 metros que instaló YPF.

Estuvieron presentes para la inauguración la Ministra de Industria de la Nación, Débora Giorgi; el Gobernador de la provincia, Martín Buzzi; el Intendente de Comodoro Rivadavia, Néstor Di Piero, y otras autoridades políticas, como el senador Marcelo Guinle y los intendentes de Rada Tilly, Luis Juncos, y Sarmiento, Sebastián Balochi, entre otros.

La organización estuvo a cargo de Comodoro Conocimiento, que depende del gobierno municipal. Participaron con stand la Cámara de Hoteleros y Gastronomía, la Cámara de la Industria del Golfo San Jorge, la UNPSJB, el INTI,



el IRAM, la CAME, la Municipalidad de Comodoro Rivadavia, el Gobierno de la provincia y otros actores, como agencias de vehículos, empresas de servicios y comercios.

Se registró un total de 62 stands. Entre ellos, el del IAPG, considerado el más importante en cuanto a los espacios, que mostró una industria unida persiguiendo los mismos objetivos. Estuvieron presentes YPF, PAE, Tecpetrol, Enap, Sinopec y Termap como socios de la Seccional. El espacio se completó con siete pymes que fueron invitadas por YPF y PAE, que se destacan en innovación tecnológica.

Hubo espectáculos culturales y mucha actividad para los chicos durante todo el fin de semana.





La Seccional Comahue, solidaria

Ante la grave situación climática registrada en el mes de abril en la ciudad de Neuquén con motivo de las inundaciones, la Subcomisión de Eventos y RSE de la Seccional Comahue planteó a la Comisión Directiva la posibilidad de ayudar mediante la donación de zapatillas para grupos vulnerables.

De manera que se procedió a la compra de 110 pares, los cuales fueron ya entregados a la Organización Red Solidaria Neuquén. Los recibió el coordinador de las acciones, Marcelo Cueto, quien agradeció la ayuda, y gestionó la distribución en el mismo día.



Analía, junto con otras 370 mujeres de la provincia, fueron elegidas para recibir una distinción del parlamento bonaerense por sus aportes a la vida pública en el ámbito de la cultura, la educación, el arte, la ciencia, el deporte, el trabajo social y la actividad empresarial.

Esta Medalla de Oro expresa el reconocimiento a su trayectoria y dedicación dentro y fuera del ámbito laboral, en un emotivo acto realizado en el Teatro Coliseo Podestá de la ciudad de La Plata, y del que participaron autoridades de la intendencia, senadores y autoridades de distintas universidades y organismos provinciales.

El IAPG en general, y sobre todo la Seccional La Plata, felicitaron su profesionalismo y vocación de trabajo en cada una de las organizaciones en las que desarrolla su incansable actividad.

Corrientes expone su plan en el IAPG

El secretario de Energía de Corrientes, Marcelo Gatti, presentó recientemente en Capital Federal el Plan de exploración hidrocarburífera de su provincia, en el auditorio del IAPG.



Distinción del Senado de Buenos Aires a la Ing. Analía Escribano

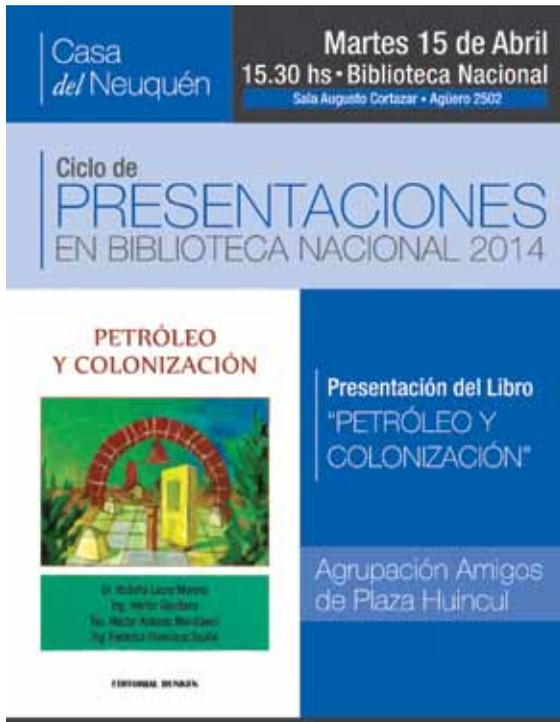
El Senado de la provincia de Buenos Aires distinguió con una Medalla de Oro a la Ing. Analía Escribano, quien se desempeña en el área de Medio Ambiente del Complejo Industrial La Plata de YPF, y que es miembro de la Comisión Directiva de la Seccional La Plata del IAPG y Presidenta del Colegio de Ingenieros, Distrito V.



En efecto, con miras a la licitación prevista para julio de este año, el funcionario ofreció ante especialistas y representantes de empresas de petróleo y de gas los detalles de la propuesta de Corrientes, e informó acerca del programa aprobado por el Decreto N° 456 de marzo de 2014, que homologa la Resolución N° 337/13 de Energía, por la cual se activa la fase de la licitación pública para que empresas especializadas se sumen a la iniciativa lanzada por la provincia que implica la búsqueda de recursos energéticos locales para su eventual desarrollo, en una estrategia a mediano y largo plazo.

Nuevo libro sobre el viejo Plaza Huincul

A mitad de abril, la Agrupación "Amigos de Plaza Huincul" presentó en la Biblioteca Nacional de la ciudad de Buenos Aires, bajo el auspicio de la Casa del Neuquén, el libro "Petróleo y colonización", de Editorial Dunken, el cual fue un proyecto del recordado Ing. Héctor Miguel Giordano.



La presentación estuvo a cargo inicialmente del presidente de la Agrupación, Daniel Badillo. Posteriormente, tomaron la palabra los protagonistas que terminaron el libro, el geólogo Dr. Rodolfo Moreno, el Ing. Federico Soufal y el Técnico Héctor Mendiberry. Se contó asimismo con la presencia del Daniel Giordano (h) y del Ing. Horacio Gabino Velasco, activo miembro del IAPG e inestimable colaborador, a través de las Comisiones de Perforación y la de Publicaciones del IAPG; esta última realiza Petrotecnia.

Según expresó Badillo, el origen del libro fue en el lejano 1955, a raíz de una serie de charlas en la Casa de Neuquén sobre el inolvidable campamento, que primero fue



pueblo y hoy es ciudad. "Allí, junto con el Ing. Giordano, la maestra Gisela K. de Portnoy, el Ing. Soufal, Magdalena Rodríguez de Montaner y el ex director del Hospital de Plaza Huincul, Dr. Horacio Scarpa, surgió la idea de que todo lo contado debía ser recopilado y plasmado en un libro".

La obra se divide en dos partes; una relata cómo se descubrieron las napas de petróleo en la Cuenca Neuquina, y la otra, una serie de anécdotas sobre la vida huinculense. Entre las páginas se encuentran también el Ing. Paris, Magdalena Rodríguez, el Dr. Scarpa, el Sr. Mendiberry, y Horacio Velasco, entre otros. "El prólogo fue obra de otro amigo incondicional: el Ing. Eduardo Rocchi".

Las páginas de "Petróleo y colonización" están plagadas de nostalgia y recuerdos "del lejano y querido Plaza Huincul", un recuerdo que no se apaga, asegura Badillo, "porque a Plaza Huincul hay que meterlo muy dentro de nuestro corazón y sentirlo en lo más profundo del alma".

Seminario de Instrumentación Emerson en el IAPG

El 4 de junio último la empresa Emerson Process Management realizó el primer Seminario de Instrumentación básica para empresas relacionadas con los hidrocarburos. Esta fue la primera de una serie de cuatro charlas en las que se revisarán las tecnologías y soluciones de Emerson para la industria, con el objetivo de ofrecer a los compradores técnicos de empresas petroleras, herramientas fundamentales para la selección de equipos de medición y control.





La primera de las charlas, dictada el miércoles 4 de junio en el Auditorio del IAPG, profundizó en la tecnología de mediciones en puntos de Transferencia en Custodia.

Los próximos módulos, que aún no tienen fecha definida de realización, continuarán profundizando en tecnologías de control y medición: Instrumentación de campo y tecnología inalámbrica, Válvulas y reguladoras y Sistemas de control.

Para más información: informacionprocess@emerson.com

Agasajo de la Seccional Sur por el Día del Periodista

La Seccional Sur del IAPG celebró el 7 de junio último el Día del Periodista, con un almuerzo en las instalaciones del Hotel Wam, de Comodoro Rivadavia. Representantes de numerosas empresas de hidrocarburos operando en la zona reconocieron la labor de los trabajadores de prensa en un encuentro en el que, además, se reflexionó sobre la actividad productiva de la cuenca del Golfo San Jorge.

Asistieron trabajadores de la prensa gráfica, audiovisual, radiofónica y digital, tanto de Comodoro Rivadavia como de numerosas localidades del sur de Chubut y del norte de Santa Cruz, así como representantes de las empresas, entre ellas YPF, Pan American Energy, Sinopec, y responsables del Programa Pymes.

Por el IAPG, Fernando Rocca reconoció la tarea de la prensa y aseguró que todos sus integrantes están a disposición para ofrecer "una mejor información sobre la industria", y se entregó a los asistentes el "Abecé del petróleo y del gas", obra técnica que explica la historia y la técnica de la actividad.



Reunión de Comisión de RR.HH. en el IAPG

A mediados de junio se realizó en el IAPG una reunión de la Comisión de Recursos Humanos del IAPG, de la cual participaron los principales directivos del área de las empresas socias del instituto.



Nuevo presidente de la SPE Argentina



El Ingeniero Juan Carlos Pisanu ha resultado elegido para presidir la rama argentina de la *Society of Petroleum Engineering* por el presente ejercicio.

El Ingeniero Pisanu es muy reconocido y apreciado por sus pares.

En el año 2013 presidió con éxito el comité organizador del 5to. Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas

del IAPG, institución con la que también ha colaborado asiduamente.

El Ing. Pisanu es Ingeniero Industrial (con orientación en Petróleo) por la Universidad Nacional del Comahue (Neuquén).

Realizó cursos de postgrado en la Universidad de Alberta (Canadá), en la Thunderbird School of Global Management (Arizona), en el IAE (Buenos Aires), y varias otras instituciones. Ha desempeñado distintas responsabilidades en áreas de E&P de las empresas Bidas, YPF, Ryder Scott, CAPSA y, durante los últimos 30 años, en Pluspetrol. En esta compañía ha ocupado distintas posiciones gerenciales y ejecutivas; acaba de retirarse pero ocupa el cargo de Executive VP.

Entre otros proyectos de importancia, tuvo bajo su responsabilidad el desarrollo y puesta en producción del megaproyecto Camisea (Perú). Actualmente forma parte del Directorio de Pluspetrol.

Desde el IAPG se saluda este acertado nombramiento.

Cursos de actualización 2014

Julio

Decisiones estratégicas en la industria del petróleo y del gas

Instructor: *G. Francese*

Fecha: 2 al 3 de julio. Lugar: Buenos Aires

Taller de liderazgo en la industria del petróleo y del gas

Instructor: *A. F. Sívori*

Fecha: 11 de julio. Lugar: Buenos Aires

Introducción a la industria del petróleo

Instructores: *L. Stinco, A. Liendo, M. Chimienti, P. Subotovsky, A. Cerutti*

Fecha: 14 al 18 de julio. Lugar: Buenos Aires

Evaluación de proyectos 1. Teoría general

Instructor: *J. Rosbaco*

Fecha: 14 al 18 de julio. Lugar: Buenos Aires

Aspectos de la ingeniería de reservorios relacionados a los recursos no convencionales

Instructor: *J. Lee*

Fecha: 21 al 25 de julio. Lugar: Buenos Aires

Introducción a la corrosión

Instructores: *A. Keitelman, C. Delosso, C. Navia y A. Burkart*

Fecha: 23 al 25 de julio. Lugar: Buenos Aires

Protección contra descargas eléctricas y puesta a tierra

Instructor: *D. Brudnick*

Fecha: 28 al 29 de julio. Lugar: Neuquén

Introducción a los registros de pozo abierto

Instructor: *A. Khatchikian*

Fecha: 28 de julio al 1° de agosto. Lugar: Buenos Aires.

Inspección interna de ductos

Instructor: *A. Palacios*

Fecha: 31 de julio al 1° de agosto. Lugar: Mendoza

Agosto

Inyección de agua. Predicciones de desempeño y control

Instructor: *W. M. Cobb*

Fecha: 4 al 8 de agosto. Lugar: Buenos Aires

Introducción a la industria del gas

Instructores: *C. Casares, J.J. Rodríguez, B. Fernández, E. Fernández, O. Montano*

Fecha: 5 al 8 de agosto. Lugar: Buenos Aires

Ingeniería de reservorios

Instructor: *J. Rosbaco*

Fecha: 11 al 15 de agosto. Lugar: Buenos Aires

Factores económicos de la industria del petróleo

Instructor: *A. Cerutti*

Fecha: 20 al 22 de agosto. Lugar: Buenos Aires

Mediciones en plantas de proceso (nuevo)

Instructor: *M. Zabala*

Fecha: 25 al 27 de agosto. Lugar: Buenos Aires

Interpretación avanzada de perfiles

Instructor: *A. Khatchikian*

Fecha: 25 al 29 de agosto. Lugar: Buenos Aires

Fusiones y adquisiciones petroleras (nuevo)

Instructor: *C. Garibaldi*

Fecha: 28 al 29 de agosto. Lugar: Buenos Aires

Septiembre

Términos contractuales y fiscales internacionales en E&P

Instructor: *C. Garibaldi*

Fecha: 1° al 2 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

Métodos de levantamiento artificial

Instructores: *P. Subotovsky*

Fecha: 1° al 5 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

Negociación, influencia y resolución de conflictos

Instructor: *C. Garibaldi*

Fecha: 4 al 5 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

Transporte de hidrocarburos por ductos

Instructor: *A. Palacios*

Fecha: 4 y 5 de septiembre. Lugar: Mendoza

Protección contra descargas eléctricas y puesta a tierra

Instructor: *D. Brudnick*

Fecha: 8 al 9 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

Ingeniería de reservorios de gas

Instructor: *J. Rosbaco*

Fecha: 8 al 12 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

Documentación de ingeniería para proyectos y obras

Instructor: *D. Brudnick*

Fecha: 11 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

Integridad de ductos: gestión de riesgos naturales (nuevo)

Instructor: *M. Carnicero y M. Ponce*

Fecha: 16 al 17 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

Integridad de ductos: prevención de daños por terceros (nuevo)

Instructor: a confirmar

Fecha: 18 al 19 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

NACE – Programa de inspector de recubrimientos - Nivel 1

Instructores: *J. A. Padilla López-Méndez y A. Expósito Fernández*

Fecha: 22 al 27 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

Seminario de la industria del petróleo y del gas y su terminología en inglés

Instructor: *F. D'Andrea*

Fecha: 24 de septiembre y 1° de octubre.

Lugar: Buenos Aires

Calidad de gases naturales (incluye GNL)

Instructor: *F. Nogueira*

Fecha: 25 al 26 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

Taller de análisis nodal

Instructores: *P. Subotovsky*

Fecha: 30 de septiembre al 3 de octubre.

Lugar: Buenos Aires

Octubre

Válvulas de control (nuevo)

Instructor: *M. Zabala*

Fecha: 2 al 3 de octubre. Lugar: Buenos Aires

Evaluación de perfiles de pozo entubado

Instructor: *A. Khatchikian*

Fecha: 7 al 10 de octubre. Lugar: Buenos Aires

Auditoría y control interno en empresas de O & G

Instructores: *R. Campo, A. Siciliano, C. Torres*

Fecha: 17 de octubre. Lugar: Buenos Aires

Evaluación de formaciones

Instructor: *L. Stinco*

Fecha: 20 al 24 de octubre. Lugar: Buenos Aires

Ingeniería de oleoductos y poliductos troncales.

Fundamentos de diseño conceptual, Operación y Control

Instructor: *M. Di Blasi*

Fecha: 20 al 24 de octubre. Lugar: Buenos Aires

Transitorios hidráulicos en conductos de transporte de petróleo

Instructor: *M. Di Blasi*

Fecha: 27 al 29 de octubre. Lugar: Buenos Aires

Taller para la unificación de criterios para la evaluación de reservas

Instructor: *J. Rosbaco*

Fecha: 30 al 31 de octubre. Lugar: Buenos Aires

Protección anticorrosiva 2

Instructores: *E. Carzoglio, C. Flores, J. Ronchetti*

Fecha: 28 al 31 de octubre. Lugar: Buenos Aires

Noviembre

Taller práctico: desarrollo de un yacimiento de petróleo (nuevo)

Instructores: *J. Rosbaco, M. Bernardi*

Fecha: 3 al 7 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

Sistemas de telesupervisión y control Scada

Instructores: *D. Brudnick*

Fecha: 10 al 11 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

NACE – Programa de protección catódica

Nivel 1 – Ensayista de protección catódica

Instructores: *H. Albaya, G. Soto*

Fecha: 10 al 15 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

Procesamiento de gas natural

Instructores: *C. Casares, E. Carrone, P. Boccardo,*

P. Albrecht, M. Arduino, J.L. Carrone, M. Esterman

Fecha: 12 al 14 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

NACE – Programa de protección catódica

Nivel 2 – Técnico en protección catódica

Instructores: *H. Albaya, G. Soto*

Fecha: 17 al 22 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

Integridad de ductos

Instructor: *A. Palacios*

Fecha: 20 y 21 de noviembre. Lugar: Mendoza

Selección y especificación de instrumentos de nivel (nuevo)

Instructor: *M. Zabala*

Fecha: 26 al 27 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

Diciembre

Evaluación de proyectos 2. Riesgo, aceleración y mantenimiento-reemplazo

Instructor: *J. Rosbaco*

Fecha: 1° al 5 de diciembre. Lugar: Buenos Aires

Integridad de ductos: evaluación de defectos (nuevo)

Instructor: a confirmar

Fecha: 2 al 5 de diciembre. Lugar: Buenos Aires

Project Management Workshop. Oil & Gas

Instructores: *N. Polverini, F. Akselrad*

Fecha: 9 al 11 de diciembre. Lugar: Buenos Aires

Foro de la Industria del Petróleo y del Gas

La mejor opción para
sus consultas técnicas

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

www.foroiapg.org.ar

NOVEDADES DESDE HOUSTON

Pluspetrol, en la Serie Latinoamericana de encuentros en Houston

El 19 de junio último, en el 6 Greenway Plaza East de Houston, Texas, el IAPG Houston realizó un foro en el marco de la Serie Latinoamericana que lleva a cabo, en la que expertos disertan sobre la realidad energética de la región, con acento en los hidrocarburos.

El protagonista en esta ocasión fue Steven Crowell, CEO y presidente de Pluspetrol, con la presentación llamada "Construir una compañía".

Desde hace 18 años, Steven Crowell, con una licenciatura en Ciencias en Ingeniería Eléctrica por la *University of Texas* y MBA por la *University of Nebraska*, ha presidido y dirigido Pluspetrol desde la base en Argentina. Durante ese tiempo, la empresa evolucionó de una compañía pequeña enfocada en la Argentina, a ser un protagonista significativo en la energía sudamericana. Previamente, Crowley se desempeñó en varias posiciones ejecutivas con



Diamond Shamrock Corporation (luego Maxus); comenzó su carrera en la exploración y producción de petróleo y gas con Mobil Oil Corporation tras servir por tres años a la Armada Naval estadounidense.



Siguen los preparativos para el Torneo de Golf

Siguen los preparativos para el Torneo de Golf del IAPG Houston "12th Scholarship Golf Tournament", que se celebrará el próximo 17 de octubre, y cuyo objetivo es recaudar fondos para la beca que ofrece anualmente el IAPG Houston para estudiantes argentinos de carreras afines con los hidrocarburos que estén estudiando en los Estados Unidos.

El torneo suele ser patrocinado por varias empresas que contribuyen generosamente con los fondos para la beca "Claudio Manzolillo IAPG Houston Scholarship", la cual es entregada a un estudiante argentino. Son ocasiones de camaradería y encuentro. Al finalizar el torneo se realizará un almuerzo y, además, rifas de premios de artículos de golf y de un par de pasajes ida y vuelta a cualquier destino, cortesía de United Airlines; todo con el mismo destino: reunir fondos para la Beca.

Más información: www.iapghouston.org

WGCPARIS2015

WORLD GAS CONFERENCE

"GROWING TOGETHER TOWARDS A FRIENDLY PLANET"



26th World Gas Conference | 1-5 June 2015 | Paris, France

CALL FOR ABSTRACTS DEADLINE APPROACHING DEADLINE – 1 SEPTEMBER 2014



THE INDUSTRY'S MOST DISTINGUISHED SPEAKERS

Over 500 of the industry's most distinguished speakers will lead stimulating discussions and share their expertise



WORLD'S LARGEST GAS CONFERENCE

A four-day conference attended by over 4,000 delegates to hear the latest topics defined by years of leading research and the key upcoming trends



EXHIBITION

A comprehensive global gas exhibition spread over 45,000m² showcasing 350 exhibitors and the best of what the industry has to offer



GLOBAL MEETING PLACE

Get access to global markets and network with thousands of decision-makers who are there to do business



TECHNICAL TOURS

Attend tours designed to offer a first hand experience of state-of-the-art technical sites and learning in key areas



SPECIALISED PAVILIONS

A showcase of the latest industry knowledge, ideas, technologies and products



NETWORKING EVENTS

Numerous networking lunches, dinners and receptions where thousands of key business leaders meet



DESIRABLE LOCATION

Experience Paris. Enjoy specialised tours and events designed specifically for WGCPARIS2015 participants

GET INVOLVED TODAY!

BOOK YOUR PLACE TODAY

Save €480 with the Early Bird Discount

BOOK EXHIBITION SPACE OR BECOME A SPONSOR

Contact us on +61 407 031 274 or rclark@etf.com.au

SUBMIT AN ABSTRACT

DEADLINE – 1 SEPTEMBER 2014

www.wgc2015.org

CONNECT WITH US



ÍNDICE DE ANUNCIANTES

Aesa	19	Norpatagonica Lupatech	16
Aog'15	103	Nov Msw	51
Axion Energy	55	Oil&Gas Expo Patagonia	93
Baker Hughes Argentina	47	Pan American Energy	Retiración de tapa
Compañía Mega	25	Petrobras	31
Conexplo'14	75	Petroconsult	112
Cursos IAPG	54	Pragmática	36
Del Plata Ingeniería	69	Registros de Pozos	111
Electrificadora Del Valle	41	Schlumberger Argentina	17
Enarsa	43	Schneider Argentina	39
Ensi	37	Skanska	33
Esferomatic	53	Superior Energy Services	61
Foro IAPG	119	Techint	29
Funcional	49	Tecpetrol	Retiro de contratapa
Gabino Lockwood	59	Total	9
Giga	109	Transmerquim Argentina	Contratapa
Halliburton Argentina	23	V y P Consultores	77 y 109
Hotel Correntoso Lake&River	73	Wärtsila Argentina	97
IBC - International Bonded Couriers	107	Web Shale en Argentina	113
Industrias Juan F. Secco	63	YPF	7
Iph	87	Zoxi	20
Marshall Moffat	21		
Martelli Abogados	60	Suplemento estadístico	
Metalúrgica Siam	30	Industrias Epta	Contratapa
Mwh Argentina	32	Ingeniería Sima	Retiración de tapa
Nabors International Argentina	35	Texproil	Retiración de contratapa



Tecpetrol

Energía que crece

www.tecpetrol.com
facebook.com/tecpetrol



SIMPLIFICAR ES LO QUE HACEMOS

Nuestro nombre representa una amplia gama de productos y servicios personalizados para la industria petrolera en áreas como perforación, terminación, cementación, estimulación y downstream.

GTM es sinónimo de entrega a tiempo, asesoría y respaldo profesional, acorde con sus necesidades y superando sus expectativas.

¡Contáctenos! Tenemos presencia en 14 países en América Latina y oficinas de suministro en Estados Unidos y Asia.

Su socio de confianza
en América Latina

www.gtm.net

