



Reservorios no convencionales

Media sponsor de:





LA MAYOR INVERSIÓN DE LOS ARGENTINOS

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

...y logró

EL MEJOR RESULTADO PARA LA ARGENTINA

- 44% de aumento en su producción de petróleo
- 100% de aumento en su producción de gas natural
- 45% de aumento en sus reservas probadas de hidrocarburos

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

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

**Pan American
ENERGY**

Compromiso con el país



Nuevamente tenemos como eje temático de *Petrotecnia* la posibilidad cierta de extraer hidrocarburos de los reservorios no convencionales. Desde hace algunos años, más precisamente a partir de la publicación de un informe del Departamento de Energía de los Estados Unidos en el cual se mencionaba a la Argentina como uno de los países con mayor potencial para ello, estos reservorios se convirtieron en el eje principal del futuro desarrollo de la industria.

Además de las formaciones ya conocidas de la Cuenca Neuquina, ahora, con la perforación de tres pozos en el área D 129, se confirma también la posibilidad de explotar estos recursos en la Cuenca del Golfo San Jorge, lo que corrobora las previsiones más optimistas.

Hoy existe un grupo importante de empresas productoras que están desarrollando significativos proyectos respecto de la explotación de los reservorios no convencionales, que implicarán grandes inversiones y la aplicación de tecnología moderna que, a su vez, significará un importante desafío a largo plazo y, sin duda, un paso hacia adelante para una industria ya centenaria.

En este número, hemos querido abarcar varios aspectos que hacen a la temática de los reservorios no convencionales. Las notas que publicamos comprenden análisis geológicos, tratamiento del agua, disposición de arenas, experiencias en otros países, y una nota muy interesante con la opinión de los responsables de algunas de las empresas que se encuentran desarrollando proyectos de este tipo.

Además, con motivo de la realización del Congreso Latinoamericano y del Caribe de Perforación, Terminación, Reparación y Servicio de Pozos, del cual haremos la cobertura en el próximo número, adelantamos una nota sobre la conferencia del Ing. George King referida a la experiencia en la explotación de reservorios no convencionales en los Estados Unidos y cómo se puede mejorar sustancialmente la curva de aprendizaje cuando toda la industria trabaja en conjunto con un mismo objetivo e intercambiando sus propias experiencias.

En el número anterior, publicamos la primera parte de la nota “El IAPG, su historia y su esencia” con motivo del 55.º aniversario del Instituto; en este número, incluimos la segunda parte de la nota, en la que hacemos un repaso de su historia, su desarrollo y sus logros.

En tanto, mediante la nota “El nuevo canal de Panamá” conoceremos el proyecto de modernización que se está llevando a cabo en el canal que permitirá una mayor flexibilidad en el comercio internacional de crudo con beneficios muy importantes para la región y el área de Asia Pacífico.

Hasta el próximo número.

Ernesto A. López Anadón



Sumario



Tema de tapa | Reservorios no convencionales

08 Estadísticas

Los números del petróleo y del gas
Suplemento estadístico

Tema de tapa

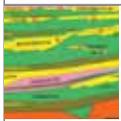


10

■ No convencionales: la Argentina, un año en el mapa internacional

Por Lic. Eduardo Mario Barreiro y Lic. Guisela Masarik

Cómo evolucionó la industria en el país tras el anuncio de la EIA, que puso los ojos del mundo en sus reservorios *shale* y *tight*.



14

■ Las facies generadoras de hidrocarburos de la Cuenca Neuquina

Por Dr. Leonardo Legarreta y Lic. Héctor J. Villar

Los conocimientos geológicos y geoquímicos de las rocas madre de la Cuenca Neuquina, como contexto y acercamiento a las características de la formación Vaca Muerta.



40

■ Sobre el hallazgo de Vaca Muerta, su origen y la terminología usada incorrectamente

Por Dr. Daniel Robles

Tecnicismos y precisiones sobre la historia del hallazgo y su nomenclatura.



44

■ Experiencia en el país: preguntas y respuestas

Expertos y *country managers* de empresas que operan en la formación Vaca Muerta responden sobre sus características desde el punto de vista operativo.



52

■ El agua en la explotación de yacimientos no convencionales

Por Ing. Juan Carlos Trombetta

Los correctos tratamientos y usos del agua, uno de los elementos más importantes en el desarrollo de los recursos no convencionales.



66

■ La arena I

■ Características del agente de sostén utilizado en reservorios no convencionales

Por Ing. Emmanuel d'Huteau

En este trabajo se describen las características del agente de sostén que se utiliza en la fractura hidráulica.



70

■ La arena II

■ “La elección de la arena es una de las decisiones más importantes en la etapa exploratoria”

Aunque cada yacimiento de *shale* es diferente al resto, existen factores comunes con áreas operadas en otros países. La experiencia del Lic. Gervasio Barzola en el *play* Eagle Ford Shale (Texas, Estados Unidos).



74

■ Lecciones aprendidas en los *plays* no convencionales norteamericanos: George King: “No hay dos yacimientos de *shale* iguales, ni siquiera dos pozos iguales”

Por Lic. Guisela Masarik

La opinión de uno de los expertos internacionales más reconocidos en el ámbito de los recursos no convencionales, las lecciones aprendidas en los Estados Unidos y Canadá desde la década de 1980. La importancia del intercambio de información entre empresas.

Actualidad

82

■ El nuevo canal de Panamá

Por *Ing. Nicolás Verini*

Un recorrido por la historia del legendario canal y un análisis sobre el nuevo proyecto de ampliación, que flexibilizará el mercado de los hidrocarburos.

Nota técnica

96

■ La ILAC-G24- OIML D10; guía para la determinación de intervalos de calibración en instrumentos de medición

Por *Ing. Agustín Zabaljauregui*

Una guía elaborada para tomar los aspectos fundamentales de la ILAC-G24 – OIML D10 y mostrar ejemplos de aplicación práctica, para su uso en la determinación de intervalos de calibración en instrumentos de medición.

Historia

100

■ El IAPG, su historia y su esencia. (Segunda parte)

Por *Prof. Eugenia Stratta*, informes de *María Florencia Mazzitelli* y *Silvia Domínguez*

Una mirada sobre los objetivos propuestos y las actividades desarrolladas en los primeros 55 años de vida del IAPG.

Congresos

110

■ Congresos y jornadas

Los que se fueron. Los que vendrán

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

113 **Novedades de la industria**

118 **Seccional Sur del IAPG**

120 **Novedades del IAPG**

121 **Novedades desde Houston**

122 **Índice de anunciantes**



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

Maipú 639, (C1006ACG) - Buenos Aires, Argentina

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

INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

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

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

Staff

Director. Ernesto A. López Anadón

Editor. Martín L. Kaindl

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

Asistentes del Departamento de Comunicaciones y Publicaciones.

Mirta Gómez y Romina Schommer

Departamento Comercial. Daniela Calzetti y María Elena Ricciardi

publicidad@petrotecnica.com.ar

Estadísticas. Roberto López

Corrector técnico. Enrique Kreibohm

Comisión de Publicaciones

Presidente. Eduardo Fernández

Miembros. Jorge Albano, Víctor Casalotti, Carlos Casares, Carlos E. Cruz, Eduardo Fernández, Eduardo Lipszyc, Enrique Mainardi, Guisela Masarik, Enrique Kreibohm, Martín L. Kaindl, Alberto Khatchikian, Fernando Romain, Romina Schommer, Gabino Velasco, Nicolás Verini

Diseño, diagramación y producción gráfica integral

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

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

Año LIII N.º 4, agosto de 2012

ISSN 0031-6598

Tirada de esta edición: 3500 ejemplares

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

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

Aderida a la Asociación de Prensa Técnica Argentina.

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

© Hecho el depósito que marca la Ley 11723.

Permitida su reproducción parcial citando a *Petrotecnica*.

Suscripciones (no asociados al IAPG)

Argentina: Precio anual - 6 números: \$ 340

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

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

Informes: suscripcion@petrotecnica.com.ar

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



Premio Apta-Rizzuto

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

Comisión Directiva 2010-2012

CARGO

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

Pro-Tesorero
Vocales Titulares

Vocales Suplentes

Revisores Cuentas Titulares

Revisores Cuentas Suplentes

EMPRESA

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

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

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

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

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

Titular

Ing. Ernesto López Anadón
Lic. Segundo Marengo
Ing. Rodolfo Eduardo Berisso
Ing. Pedro Caracoché
Ing. Andrés Cordero
Ing. Daniel Alejandro Ridelener
Ing. Carlos Alberto Seijo
Dr. Carlos Alberto Da Costa

Ing. Ricardo Aguirre
Sr. Javier Rielo

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

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

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

Alterno

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

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

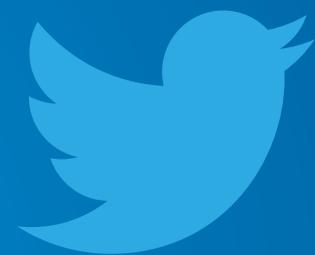
Sr. Fernando G. Araujo
Ing. Julio Shiratori
Lic. Patricio Ganduglia
Ing. Carlos Gargiulo
Ing. Daniel N. Blanco
Lic. Mariano González Rithaud
Ing. Hermes Humberto Ronzoni
Ing. Edelmiro José Franco
Ing. Gustavo Rafael Mirra
Ingr. Gerardo Francisco Maioli
Ing. Jorge Ismael Sánchez Navarro
Lic. Tirso I.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

ESTAMOS PARA QUE NOS ENCUENTRES

EL INSTITUTO ARGENTINO DEL PETRÓLEO Y DEL GAS
AHORA EN TUS REDES SOCIALES



facebook.com/IAPGinfo
facebook.com/IAPGEduca



@IAPG_info
@IAPGEduca

You Tube

youtube.com/IAPGinfo



Linked in

INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

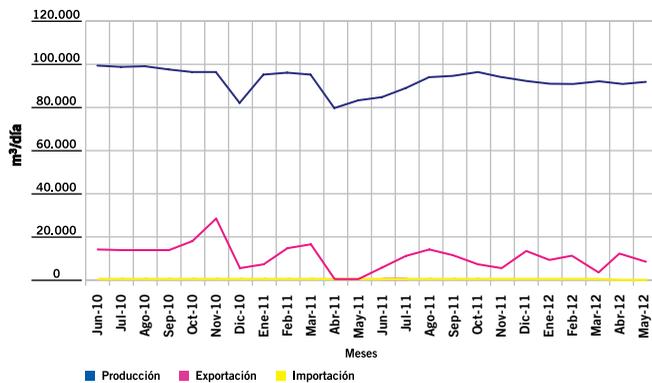
www.iapg.org.ar

LOS NÚMEROS DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

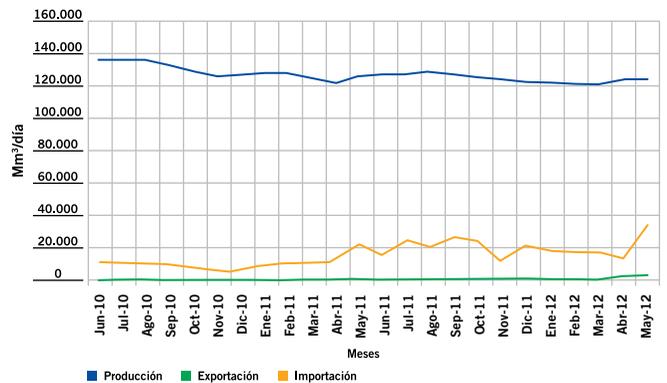


www.foroiapg.org.ar
Ingrese al foro de la industria del petróleo y del gas

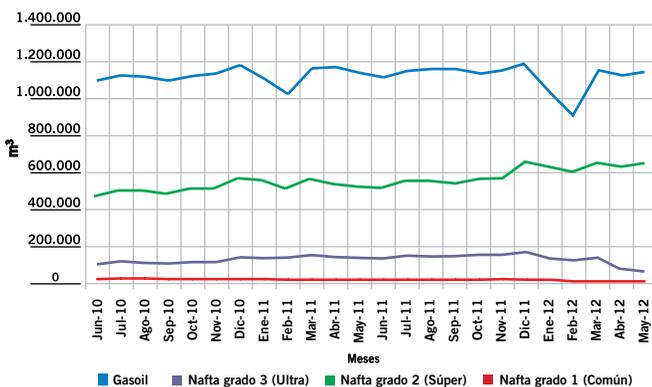
Producción de petróleo vs. importación y exportación



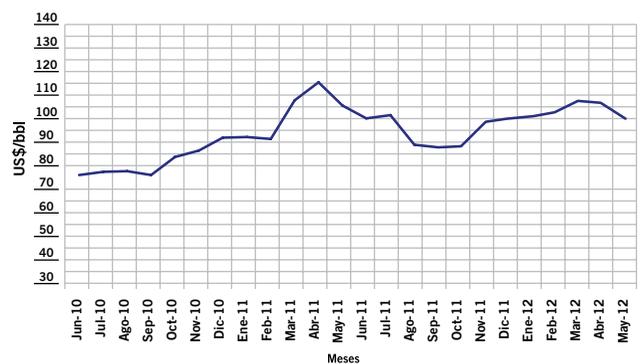
Producción de gas natural vs. importación y exportación



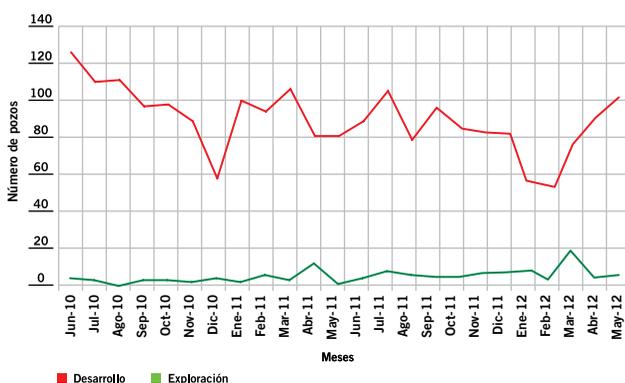
Ventas de los principales productos



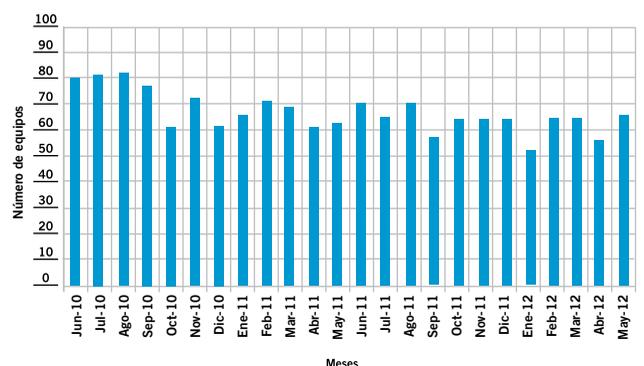
Precio del petróleo de referencia WTI



Pozos perforados



Cantidad de equipos en perforación



Comunidad de intereses

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



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

www.total.com



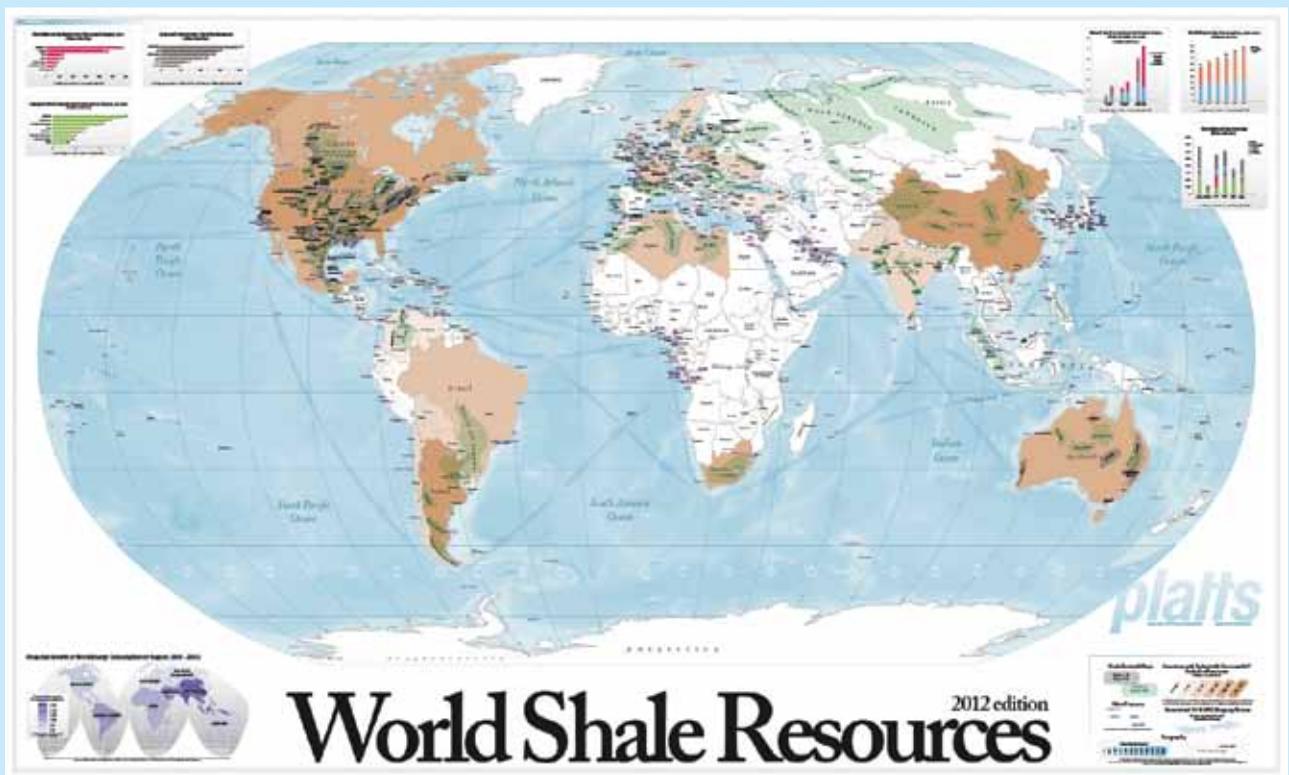
Nuestra energía es suya

TOTAL

La evolución de la industria en el país tras el anuncio que puso los ojos del mundo en sus reservorios *shale* y *tight*.

Por Lic. Eduardo Mario Barreiro y Lic. Guisela Masarik

No convencionales: la Argentina, un año en el mapa internacional



Gentileza: Platts Cartography. www.Platts.com/MapsandGeospatial.com

No hace mucho más que un año desde que se anunció que nuestro país tiene un potencial de recursos no convencionales –*shale oil* y *shale gas*– que lo convertían nada menos que en la tercera posición mundial, al decir del Departamento de Estado de la Energía de los Estados Unidos (DOE), con 5.760 tcf (trillones de pie cúbicos), justo después de los Estados Unidos y China.

Desde entonces, se sucedieron todo tipo de aclaraciones y declaraciones, estudios en profundidad traducidos en una gran cantidad de presentaciones y *papers* –buena parte de ellos ya existía–, por parte de expertos locales y extranjeros. Como es de esperarse en un desarrollo todavía incipiente en el país, aún es temprano para contabilizar resultados. Sin embargo, lo innegable es que en

los últimos meses casi la totalidad de las empresas relacionadas con el petróleo y el gas están buscando, cada una desde su especialidad, el modo de insertarse en esta nueva posibilidad de producción de hidrocarburos.

En efecto, los principales informes técnicos del sector dan cuenta de manera cotidiana –e *in crescendo*–, de reuniones y acuerdos entre empresas para desarrollar en conjunto proyectos *shale* o *tight* así como de programas de exploración o de nuevos pozos.

Se han realizado anuncios sobre nuevos y grandes yacimientos de esta índole muy recientemente, en la Cuenca de Golfo de San Jorge (formación D129) y en la Cuenca Neuquina; en el país se realizan cada vez más jornadas técnicas o congresos sobre reservorios no convencionales –algo que no existía hasta hace un par de años– caso del World-Shale Gas Latin American Summit, que copatrocina el IAPG para noviembre próximo y el Congreso de Producción del IAPG para mayo del año que viene en Rosario.

Es decir, que el desarrollo de proyectos no convencionales ha llegado para quedarse. Los datos de cantidad de pozos de exploración o de producción de este tipo de recursos aún no están tan accesibles al público, dado que habitualmente se encuentran incluidos en los datos totales.

Pero hay un consenso –firme para algunos, digno de profundizar para los más escépticos– de que podría representar un renacer local en la producción de petróleo y de gas, y existe una necesidad urgente de agregar nuevas reservas que disminuyan los volúmenes de importación; aunque recuperar el autoabastecimiento costará varios años. Ese fue el objetivo inicial de América del Norte y en 2013, se apresta a convertirse en exportadora de gas.

Destacables de este año

Por ahora aquí esto recién comienza. Los puntos por analizar en este momento son la conveniencia de perforar pozos verticales u horizontales para una formación como Vaca Muerta; la búsqueda del agente de sostén de fracturas (arena y materiales sintéticos); la disponibilidad de agua y las normas para su uso, así como el acceso a las tecnologías de perforación y completación y un marco de seguridad jurídica satisfactorio, tanto a nivel provincial como nacional.

También se busca adelantar en el aprendizaje de este tipo de desarrollos, para que colaboren en el objetivo de paliar el declino de la producción de los yacimientos maduros locales.

De entre las primeras conclusiones que pueden extraerse en este último año de este aprendizaje se destacan:

- 1) Por ahora, ha habido una tendencia a buscar hidrocarburos *tight gas* y *tight oil* más que *shale*, debido a que los hidrocarburos que están en esas zonas *tight* –no en la propia formación donde se generaron, sino en el sitio al cual migraron– tienen una mayor permeabilidad y esto mejora la producción inicial. Se trata de perforaciones que parten con producciones iniciales altas, si bien luego descienden rápidamente.
- 2) El interés, naturalmente, está también centrado en el *shale oil* y el *shale gas* ya que con toda seguridad hay un volumen mucho mayor que en las formaciones *tight*; las zonas *shale* tienen la ventaja de que el espesor es mayor que en las zonas *tight*, entonces habría muchas más reservas, pero más difíciles, y más caras de extraer: deben realizarse fracturas más grandes, en



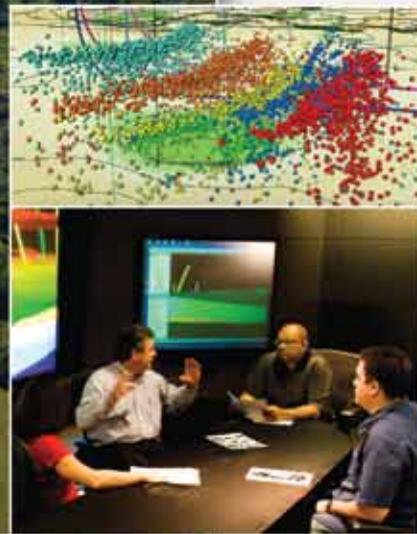


- mayor número por pozo y a costos más altos.
- 3) Según los expertos la formación Vaca Muerta, posiblemente contenga hidrocarburos en toda la formación, pero la clave es detectar los *sweet spots*. Aún no hay métodos desarrollados para identificarlos en esta formación y hacia allí están focalizando la atención las operadoras. Según estadísticas estadounidenses, 80% de los pozos por sí mismos no llegan a pagarse, mientras que el 20% restante que se encuentran en los *sweet spots* pagan el proyecto total.
 - 4) Como se indicó más arriba, no se cuenta aún con cifras oficiales disponibles e historia de explotación de recursos no convencionales porque el producto de la extracción se suma en las estadísticas al de los reservorios convencionales. Se cuenta, entonces, con lo que anuncian las empresas. Disponer de estos datos es fundamental para ayudar a los expertos a disminuir la curva de aprendizaje.
 - 5) Es interesante destacar que mientras en los Estados Unidos y Canadá se tiende al pozo horizontal, aquí por tres razones, la mayoría de las operadoras opta por los verticales. Según los expertos, las razones son: primero, que el espesor mineralizado es dos o tres veces mayor que en América del Norte, lo cual permite que con un pozo vertical se cubra un volumen de formación importante; segundo, que la tecnología de perforación horizontal con fracturas múltiples aún no es tan usual en la Argentina; y tercero, que las compañías se encuentran en una etapa de delimitación de extensiones de este recurso, con lo cual los pozos verticales son los indicados.
 - 6) No es menor el dato sobre que se han obtenido crudos (*shale oil*) de calidad, de 35° a 45°API.
 - 7) Otro hecho destacable es que las compañías internacionales con *expertise* se están asociando con compañías locales, aportando las inversiones iniciales que les permiten estudiar "lo que hay". Establecen porcentajes sobre la producción y de este modo, sus gastos operativos no son grandes y les da tiempo a preparar el terreno para un eventual desembarco mayor, en caso de tener éxito.
 - 8) Esta estrategia tiene como colateral que, en este momento, prácticamente todas las empresas de hidrocarburos estén estudiando el terreno, cada una desde su perspectiva.
 - 9) Una afirmación que hacen todos los expertos consultados coincide en los tiempos necesarios para obtener resultados. "Estamos seguros de que para obtener gas y petróleo que compense el declino natural de los yacimientos convencionales, deberemos esperar un tiempo". No antes de los 4 o 5 años, si se da todo en forma positiva; en la industria son lapsos esperables similares a los de exploración de una cuenca nueva.
 - 10) También es relevante el hecho de que en este tiempo no sólo se ha hablado de *shale* y *tight*: también se han dedicado esfuerzos a mejorar la producción de los yacimientos convencionales de petróleo y gas, empleando técnicas específicas.
 - 11) En cuanto a petróleo, con recuperación secundaria y terciaria (EOR), el empleo de tecnología ya existente, es una alternativa de solución más inmediata.
- La receta de los entendidos suma a todo ello las inversiones necesarias, la tecnología adecuada y el marco regulatorio medioambiental, para el mejor desarrollo de estos recursos no convencionales que parecen inscribir un renacer en la industria de los hidrocarburos del país. Sin embargo, es imprescindible que se concrete un tema muy importante: el intercambio de experiencias entre los técnicos de las empresas productoras y de servicios. Hay que tener en cuenta que la industria de producción de petróleo y gas no compite en un mercado, todo lo que produce se vende. Por lo tanto, la experiencia de un vecino es intercambiable con la de otro y así, todos juntos, sabrán más, recuperarán más y con menores costos.
- Es fundamental tener presente un paradigma que a veces se olvida: de los errores se aprende tanto o más que de los aciertos. ■

Shale Gas

Experiencia en Shale Gas que da resultado

© 2011 Schlumberger. Todos los derechos reservados. 11-07-088



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

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

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

www.slb.com/shalegas

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

Schlumberger

se continuó con el análisis de estas unidades, y varios trabajos fueron publicados en congresos nacionales e internacionales. Los conceptos y figuras que aquí se incluyen fueron recientemente presentados en la reunión del Geoscience Technology Workshop (GTW) organizada por la AAPG (junio de 2011) y en la del American Business Conference (enero de 2012), ambos eventos realizados en la ciudad de Buenos Aires.

Rocas generadoras de la Cuenca Neuquina

Hasta la fecha se han documentado cinco intervalos ricos en materia orgánica que han generado y cargado reservorios con producción comercial. Para cada uno se ilustra su distribución dentro de la cuenca, espesor, contenido de materia orgánica (COT%), tipo y calidad del querógeno y nivel de madurez térmica actual. La información que aquí se presenta resulta de la recopilación de datos aportados por diferentes investigadores durante los últimos 15 años. Para todos aquellos que desean obtener información más detallada, en la web del IAPG se encuentra subida una lista bibliográfica extensa. Por el contrario, datos tales como composición mineralógica, porosidad, permeabilidad, características mecánicas, contenido de fluidos, capacidad de absorción y otros parámetros necesarios para evaluar el potencial como reservorios

no convencionales no se incluyen en este trabajo dado que hasta la fecha no han sido dados a conocer.

El nivel generador más antiguo corresponde a facies lacustres que informalmente se conoce como "Pre-Cuyo" (Triásico Superior ?-Jurásico Inferior) y luego cuatro niveles de lutitas oscuras acumuladas en ambiente marino bajo condiciones restringidas que se las conoce como formación Los Molles (Jurásico Inferior), formación Vaca Muerta (Jurásico Superior), formación Agrio Inferior y, por último, la formación Agrio Superior (Hauteriviano). Sus posiciones estratigráficas y distribución en la cuenca se ilustran en la figura 1. Las facies generadoras del "Pre-Cuyo" muestran escasa distribución areal asociadas con hemigrábenes aislados, mientras que las vinculadas con las formaciones Los Molles y Vaca Muerta son las que cubren la mayor extensión. Los niveles generadores de la formación Agrio (Inferior y Superior) están más desarrollados en el noroeste del Neuquén y sur de Mendoza (figura 1). De acuerdo con su distribución, estas unidades permanecen poco afectadas por deformación en el ambiente del Engolfamiento mientras que en la zona de la Dorsal de Huincul y en la faja plegada occidental, participan en estructuras que involucran bloques de basamento o constituyen un elemento clave de la deformación de piel delgada al formar parte de los niveles de despegue.

La posición estratigráfica de las rocas madre, su relación con los reservorios convencionales, sellos y el nivel de maduración térmica regional son ilustrados en la

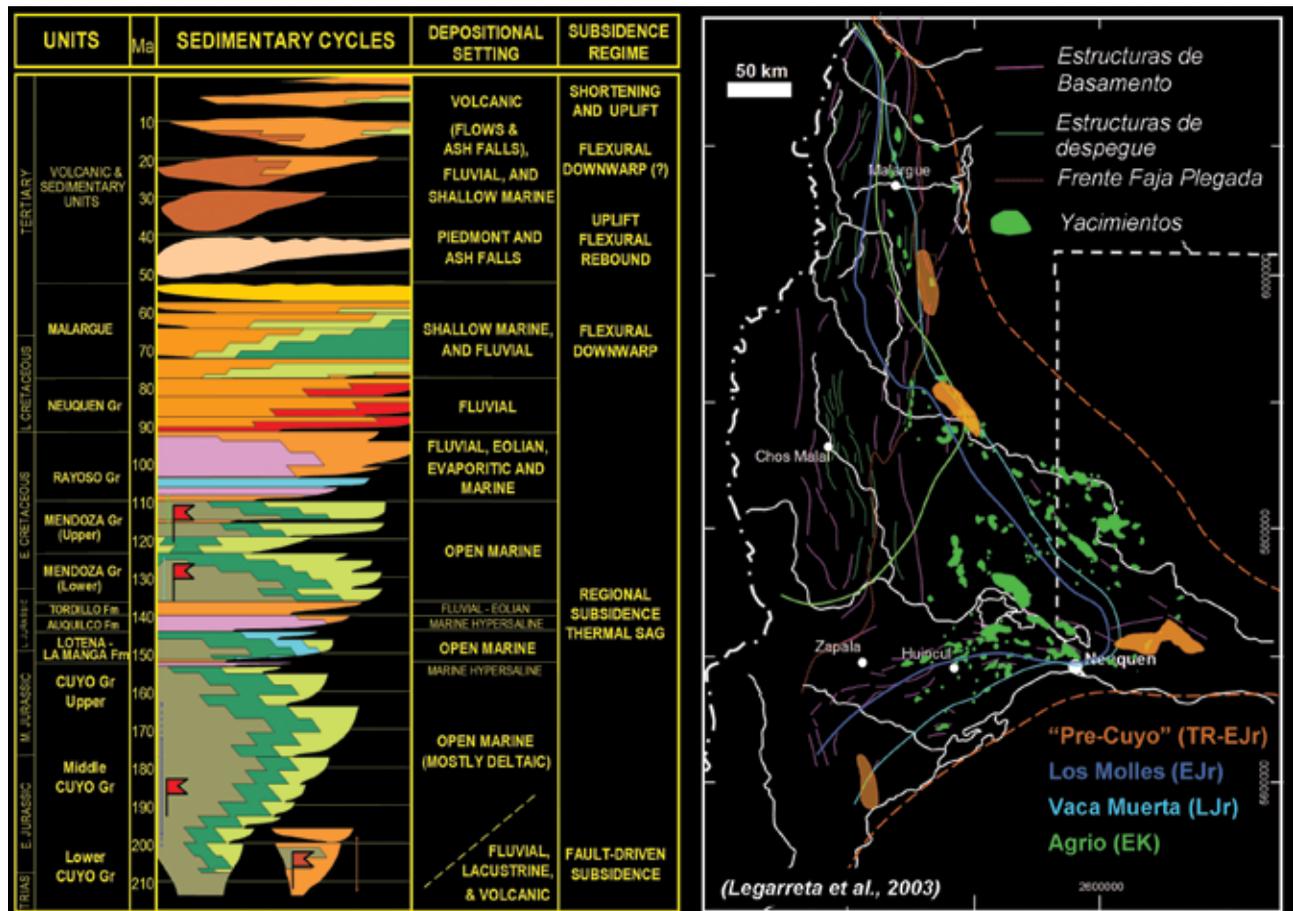


Figura 1. Carta cronoestratigráfica generalizada para la Cuenca Neuquina con la ubicación estratigráfica de las rocas madre. A la derecha, mapa que muestra la distribución de cada roca madre, los principales ejes estructurales y los yacimientos de petróleo y gas.

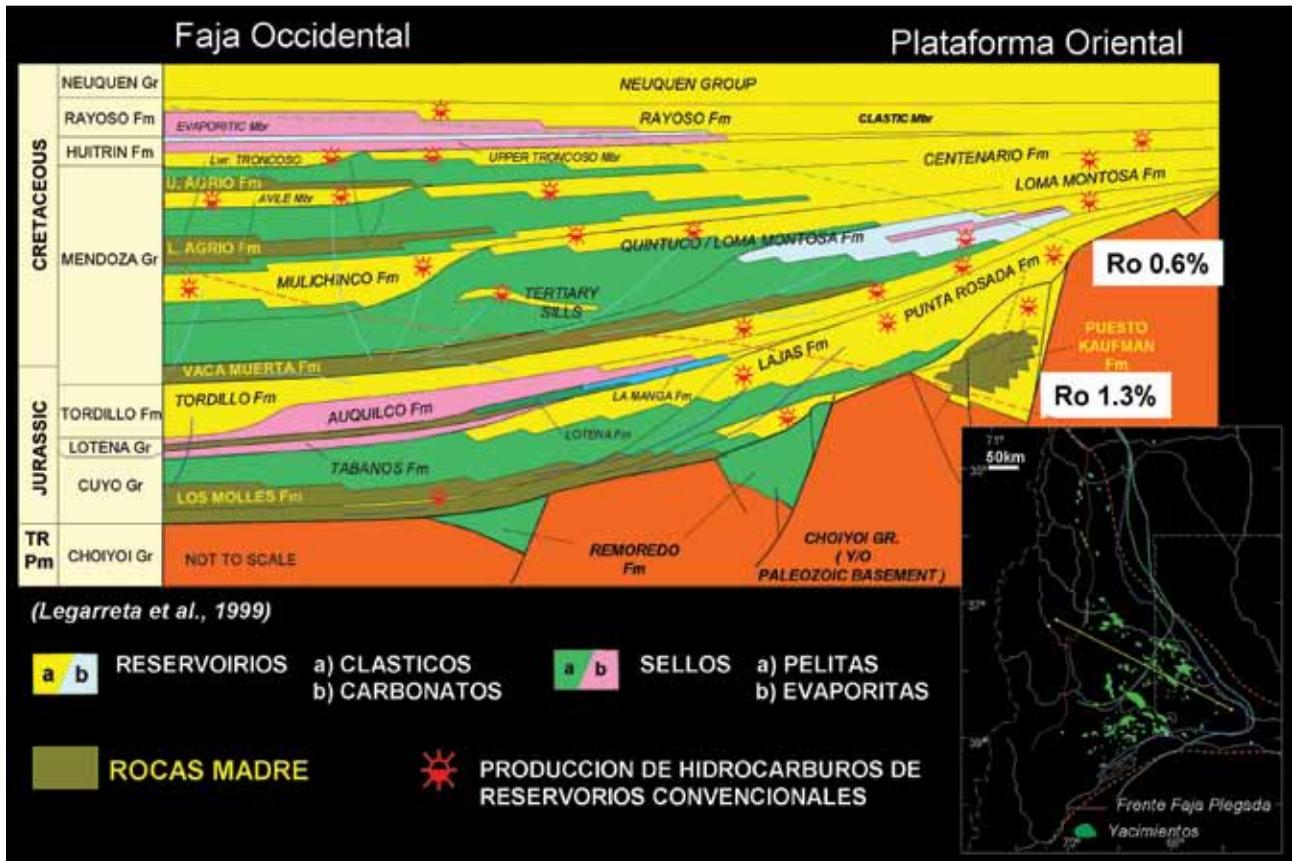


Figura 2. Corte estratigráfico esquemático que ilustra la distribución de facies generadoras, reservorios y sellos. Además, el nivel regional de maduración y las posibles relaciones entre los hidrocarburos generados por cada roca madre y los reservorios productivos.

figura 2. Dada su ubicación dentro de la columna estratigráfica, la formación Los Molles es la que se encuentra hoy en día más afectada por un alto nivel de madurez. Posiblemente, de existir rocas generadoras dentro de he-

migrábenes del Triásico-Jurásico en posiciones internas y profundas de la cuenca, su madurez térmica sería mucho mayor de lo que se conoce actualmente. Por otro lado, como consecuencia de que los niveles ricos en materia or-

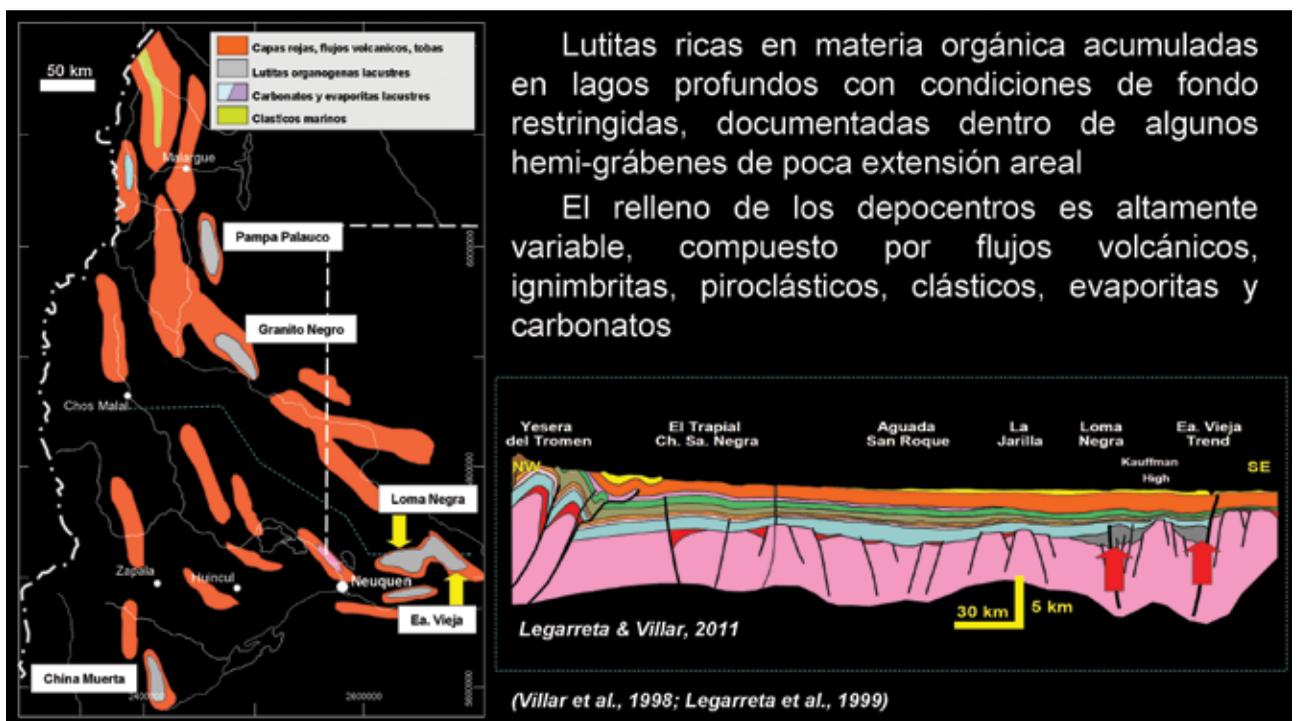


Figura 3. Distribución y principales facies que rellenan los depocentros del denominado "Pre-Cuyo" y corte estructural que ilustra la posición de los hemigrábenes tectónicamente invertidos.

ingeniería

fabricación

construcción

servicios

www.fontanafranco.com.ar

honestidad

responsabilidad

coraje

compromiso

En cada proyecto, los ingenieros de AESA diseñan con responsabilidad algo más que obras de gran envergadura, en su búsqueda de la excelencia, se encuentran cara a cara con la imagen del futuro energético.

Responsabilidad. Uno de nuestros valores.

responsabilidad

www.aesa.com.ar

AESA
=====

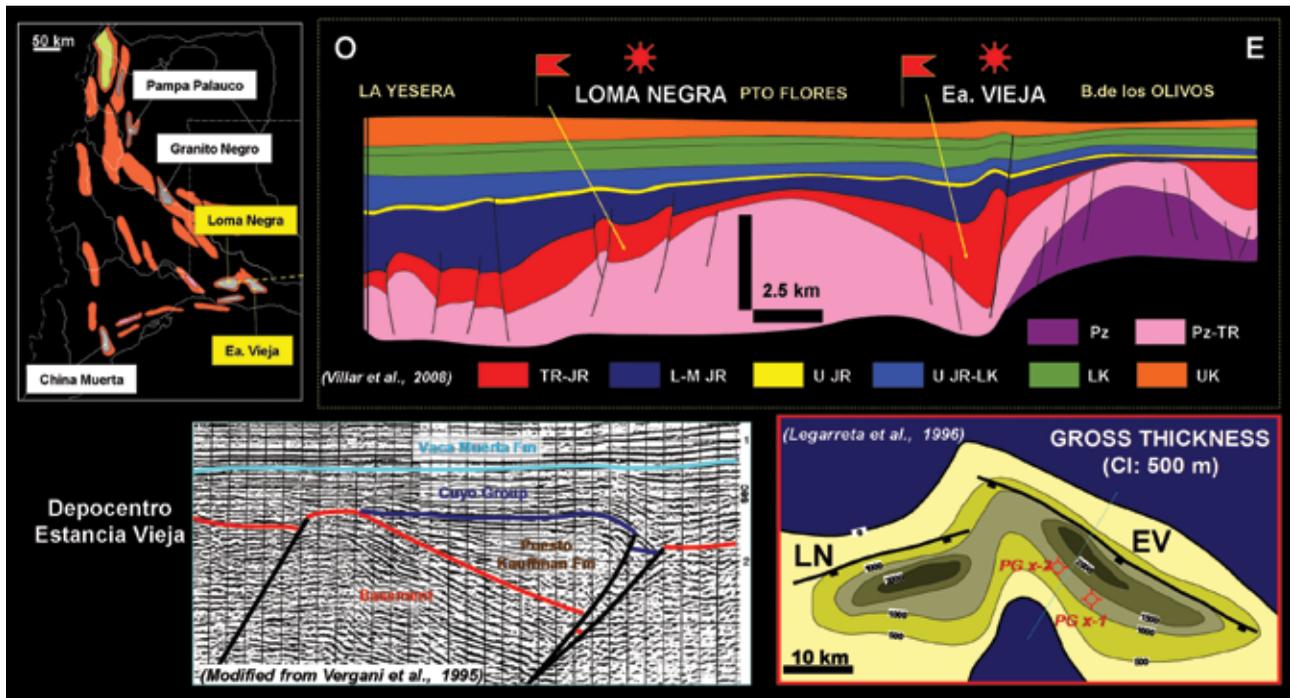


Figura 4. Corte estructural, línea sísmica y mapa de espesor de los hemigrábenes de Estancia Vieja y Loma Negra.

gánica de la formación Agrio se encuentran desarrollados en el noroeste de la provincia del Neuquén, quedan involucrados con la faja plegada y gran parte de ellos resultan expuestos, o bien, eliminados por erosión posterior al ascenso tectónico de esta faja occidental (figuras 1 y 2).

“Pre-Cuyo” (Triásico Superior? - Jurásico Inferior)

La distribución y características de la sucesión conocida como “Pre-Cuyo” se basan en afloramientos, pozos y líneas sísmicas. No obstante, en varios sectores de la cuenca sólo se puede detectar su presencia por medio de información sísmica sin que hasta ahora se conozcan las características de su relleno. De todos ellos, en Palauco, Granito Negro, Estancia Vieja, Loma Negra y China Muerta, se ha confirmado la presencia de lutitas oscuras lacustres y, salvo el último de los mencionados, todos tienen producción comercial de hidrocarburos generados a partir de esas rocas madre (figura 3).

La facies rica en materia orgánica se acumuló en lagos profundos, y condiciones de fondo restringidas, localizados dentro de hemigrábenes extensionales arealmente limitados, desarrollados durante el Triásico Tardío y el Jurásico Temprano. Además de las facies finas, el relleno de estos depocentros se caracteriza por una espesa sucesión de flujos volcánicos, ignimbritas, piroclásticos y clásticos. Localmente, se han detectado también evaporitas y carbonatos. La composición de las facies cambia de un hemigraben a otro e internamente muestra alta heterogeneidad lateral. El espesor puede variar de escasas decenas de metros hasta más de 1.000 m.

En el extremo suroriental del Engolfamiento Neuquino, esta sucesión es conocida como formación Puesto Kauffman. Los hemigrábenes de Estancia Vieja y Loma Negra fueron tectónicamente invertidos y son productores de petróleo (figura 4). La acumulación de las

lutitas generadoras tuvo lugar en cuerpos de agua lacustre salino-carbonática bajo condiciones de clima semiárido (Estancia Vieja), o bien de agua dulce a salobre (Loma Negra). Al sur de Mendoza, en la estructura de Palauco (figura 5), también resultante de inversión tectónica, numerosos pozos han penetrado y producen hidrocarburos generados a partir de facies lacustres con alto contenido de materia orgánica y que están en un nivel de maduración dentro de la ventana de petróleo. Más al Sur, dentro del hemigraben de Granito Negro, se ha detectado petróleo generado a partir de facies lacustres ricas en materia orgánica, intercaladas con flujos lávicos y capas volcánicas (figura 5).

Las facies lacustres conocidas del “Pre-Cuyo” presentan, en general, alto contenido de materia orgánica que oscila entre 2% y 11% de COT y se las califica como rocas madre de hidrocarburos de alta calidad, con valores de índice de hidrógeno que pueden llegar a 900 mg HC/g COT (figura 6). Contienen querógeno de tipo I a I/III, proclive a generar hidrocarburos líquidos, con predominio de material amorfo, presencia ocasional de algas coloniales del tipo *Botryococcus* (Loma Negra) y restos variables, en general subordinados, de vegetales terrestres. Los datos disponibles indican que el nivel de maduración térmica de esta facies generadora se encuentra dentro de la ventana de petróleo; no obstante, hemigrábenes que se encuentran bajo mayor soterramiento, o bien, en posiciones más profundas dentro de los ya conocidos, podrían estar afectados por una madurez mayor (figura 7).

Formación Los Molles (Jurásico Inferior - Medio)

A partir del Jurásico Temprano, gran parte de la cuenca fue inundada por aguas oceánicas a través del borde de la placa Pacífico que trajo aparejada la implantación de



Tecpetrol

Energía que crece

www.tecpetrol.com

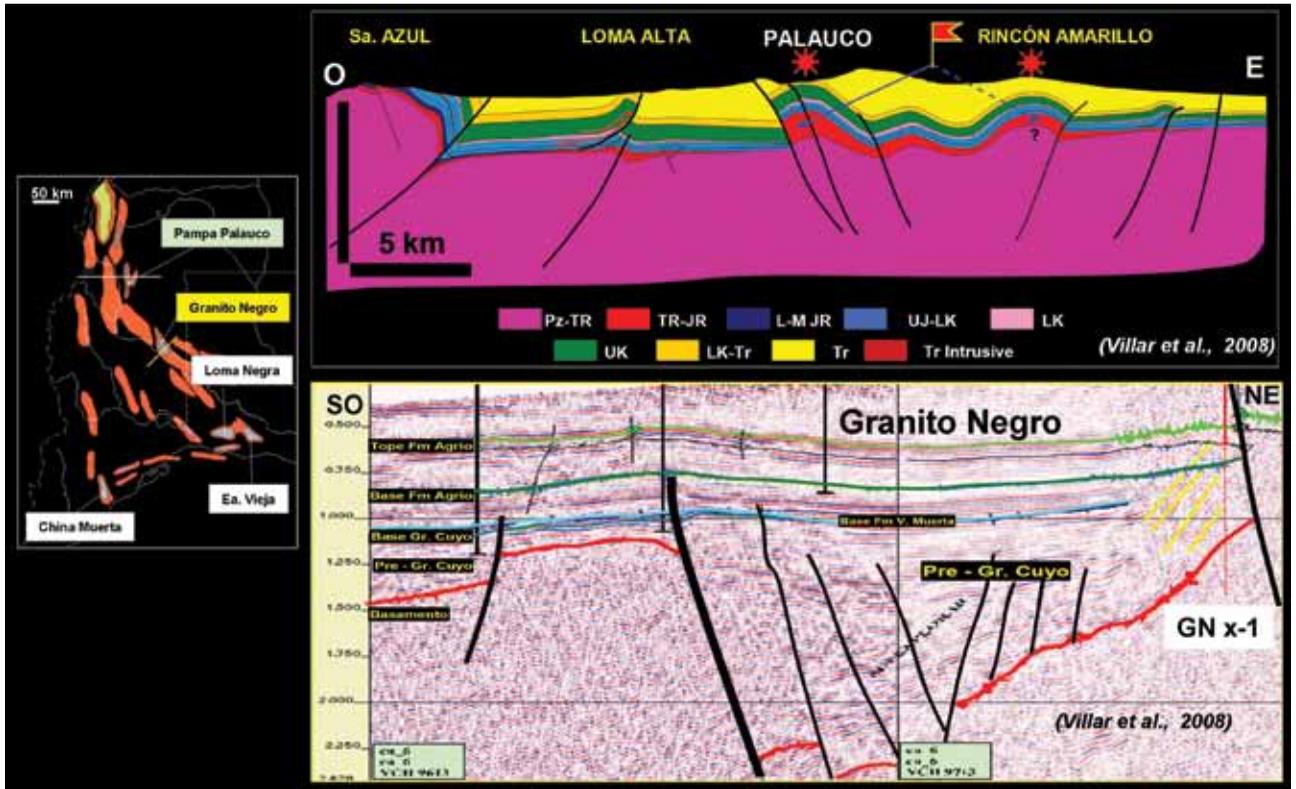


Figura 5. Corte estructural que ilustra la ubicación del depocentro y yacimiento de Palauco (arriba) y línea sísmica que muestra las características del hemigraben de Granito Negro en el extremo sur de Mendoza (abajo).

NORPATAGONICA

LUPATECH

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



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

LUPATECH FIBERWARE revestimiento de cañerías:

El sistema Fiberware consiste en la colocación de una camisa (liner) de PEAD o ERFV cementado dentro del tubing, con lo que se logran evitar los espacios libres en el anular. La continuidad del revestimiento entre tubo y tubo se garantiza mediante anillos de barrera de corrosión (CBR), especialmente diseñados, evitando así todo contacto del fluido con el metal y son terminados herméticamente en ambos extremos (Pin y Cupla).

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

Una Industria Argentina para el Mercosur



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



BUENOS AIRES

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

PLANTA NEUQUÉN

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

PLANTA BAHÍA BLANCA

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



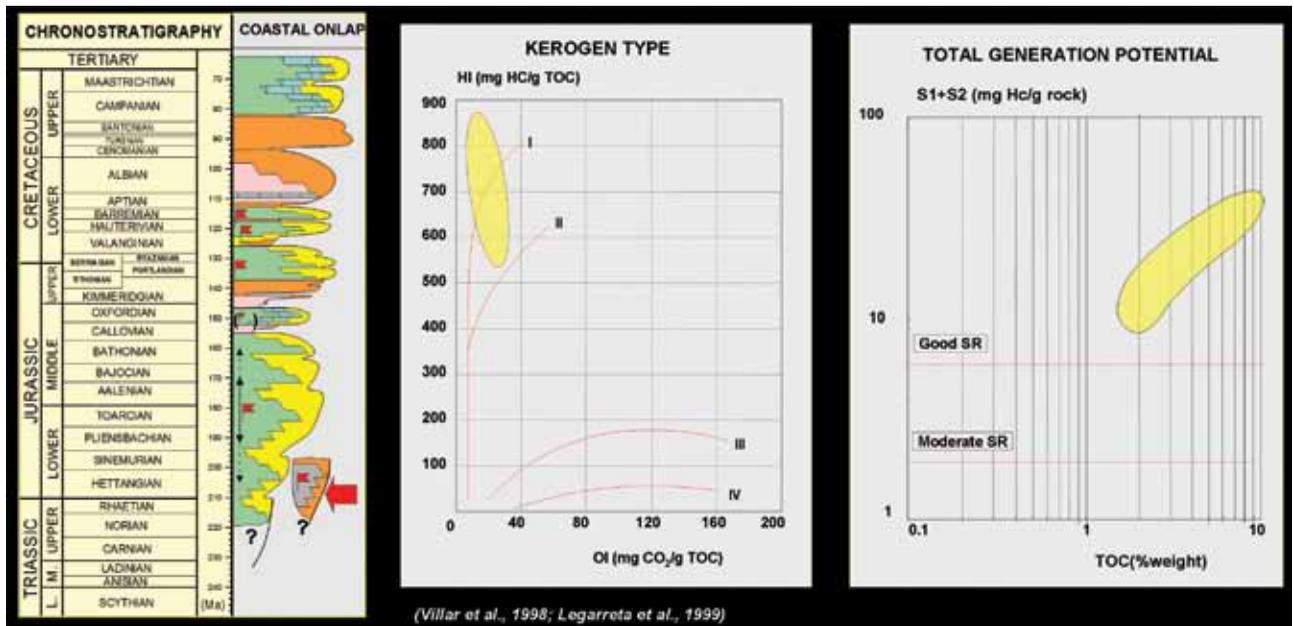


Figura 6. Ubicación cronoestratigráfica y características de la roca generadora del "Pre-Cuyo".

condiciones marinas de aguas relativamente profundas y fondos moderadamente reductores a disóxicos donde se acumuló una potente sucesión de lutitas oscuras ricas en materia orgánica (figura 8). Estas lutitas están lateralmente relacionadas con facies deltaicas y fluviales y, localmente, con depósitos clásticos gruesos de aguas profundas que en conjunto conforman el denominado Grupo Cuyo.

Este intervalo generador cambia lateralmente tanto de espesor, desde decenas de metros hasta más de 800, como también en sus características litológicas y geoquímicas, lo cual es particularmente notorio en el ambiente de la Dorsal de Huincul (figura 9). La sísmica 3D y numerosos pozos muestran cómo esta unidad está afectada por la topografía del sustrato, de manera que pueden detectarse zonas espesas en coincidencia con antiguos hemigrábenes, muy cer-

canas a otras posiciones donde la columna es más delgada o condensada. La fuerte heterogeneidad de la topografía submarina tuvo efecto sobre la dispersión de los flujos clásicos, el movimiento de las corrientes y sobre las condiciones del fondo, de manera que es de esperar que dentro de la unidad identificada como formación Los Molles existan cuerpos donde el contenido y características de la materia orgánica presenten cambios de importancia. De la misma forma, la evolución tectono-sedimentaria de este sector de la cuenca, además de haber controlado la distribución de facies, jugó un papel clave en la historia de maduración de la facies generadora (figura 10).

La roca madre de Los Molles presenta un contenido de materia orgánica que oscila entre 1% y 5%. Localmente puede alcanzar hasta 9%. Dado el nivel de alta madurez

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



KAMET®

**CALZADO de
SEGURIDAD**

producto argentino 

www.kamet.com.ar



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



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

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

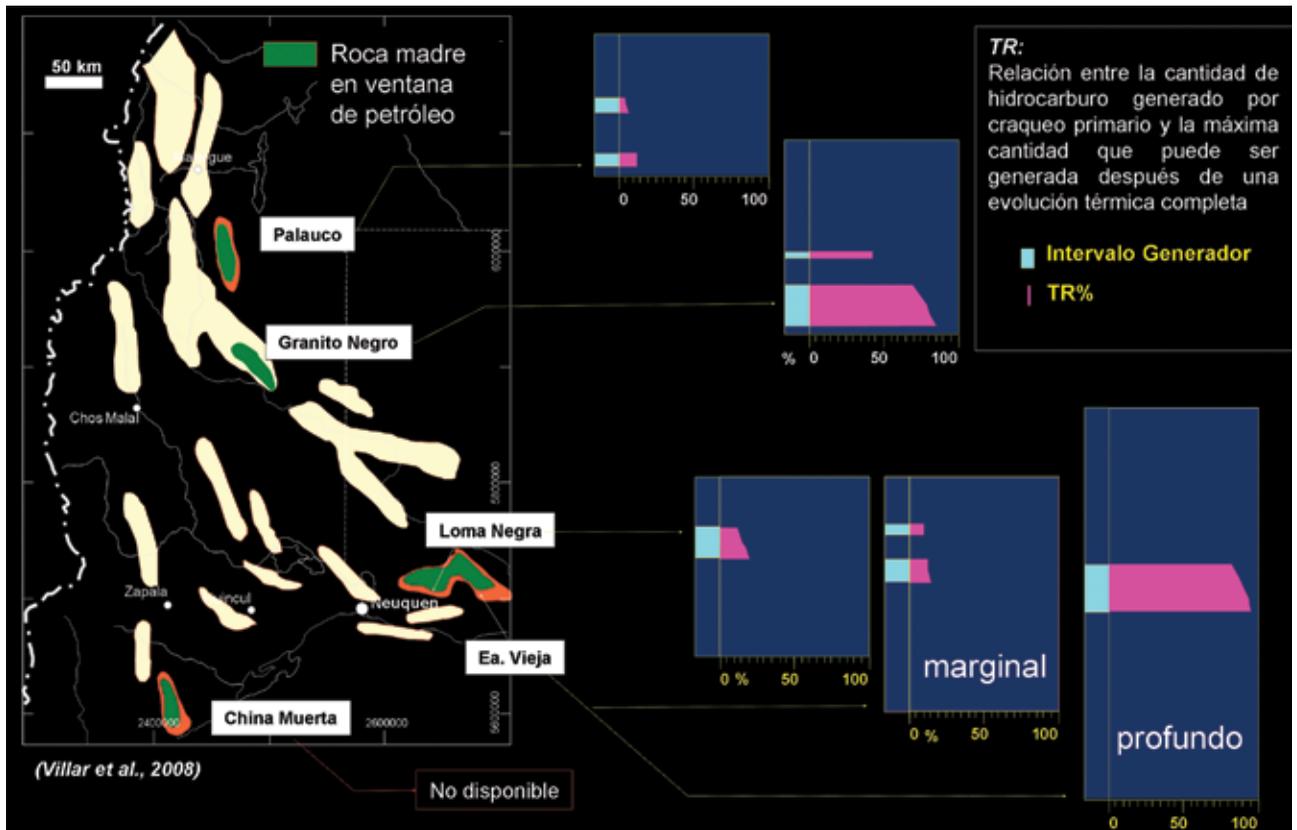


Figura 7. Tasa de transformación y nivel de maduración de la roca generadora del "Pre-Cuyo".

térmica, se asume que los valores originales de COT debieron ser, de manera generalizada, mucho más altos. Se caracteriza por un tipo de querógeno II-III con material alféceo-amorfo y variable participación de elementos terrestres (figura 11), con capacidad de generación de petróleo parafínico liviano y condensado. No obstante,

el gas es el principal hidrocarburo generado, dado que gran parte de esta roca madre se encuentra afectada por un elevado estrés térmico, más allá de una faja delgada circundante que permanece dentro de la ventana de petróleo (figura 12). A lo largo de la Dorsal de Huincul, la presencia de depocentros aislados y altofondos y su pos-

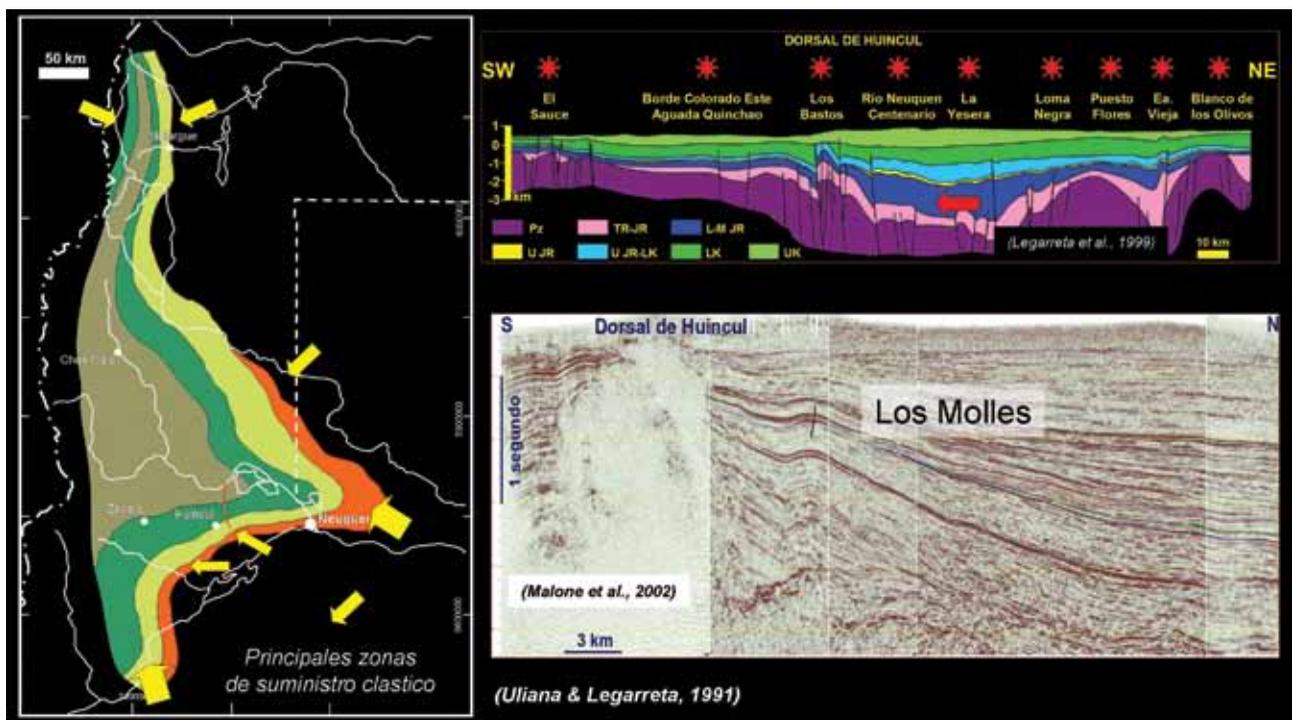


Figura 8. Mapa paleogeográfico de la sección basal del Grupo Cuyo, posición de la formación Los Molles en corte estructural entre yacimiento El Sauce (SO) y Blanco de los Olivos (NE). Línea sísmica que ilustra la ubicación de la formación Los Molles.



a. marshall moffat®

SINCE 1952

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

ARCO ELÉCTRICO • FLAMABILIDAD • SOLDADURA • SALPICADURA DE METALES FUNDIDOS



Cumpliendo con las siguientes Normas:

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

INDURA
Ultra Soft



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

Sucursales propias en:

ARGENTINA

VENEZUELA

BRAZIL

CHILE

USA

CONSULTAS TÉCNICAS
0800-222-1403

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

(011) 4302 - 9333 - Cap. Fed.

(011) 4343-0678 - Centro

(0291) 15418-3026 - Bahía Blanca

(0299) 443-3211-6139 - Neuquén

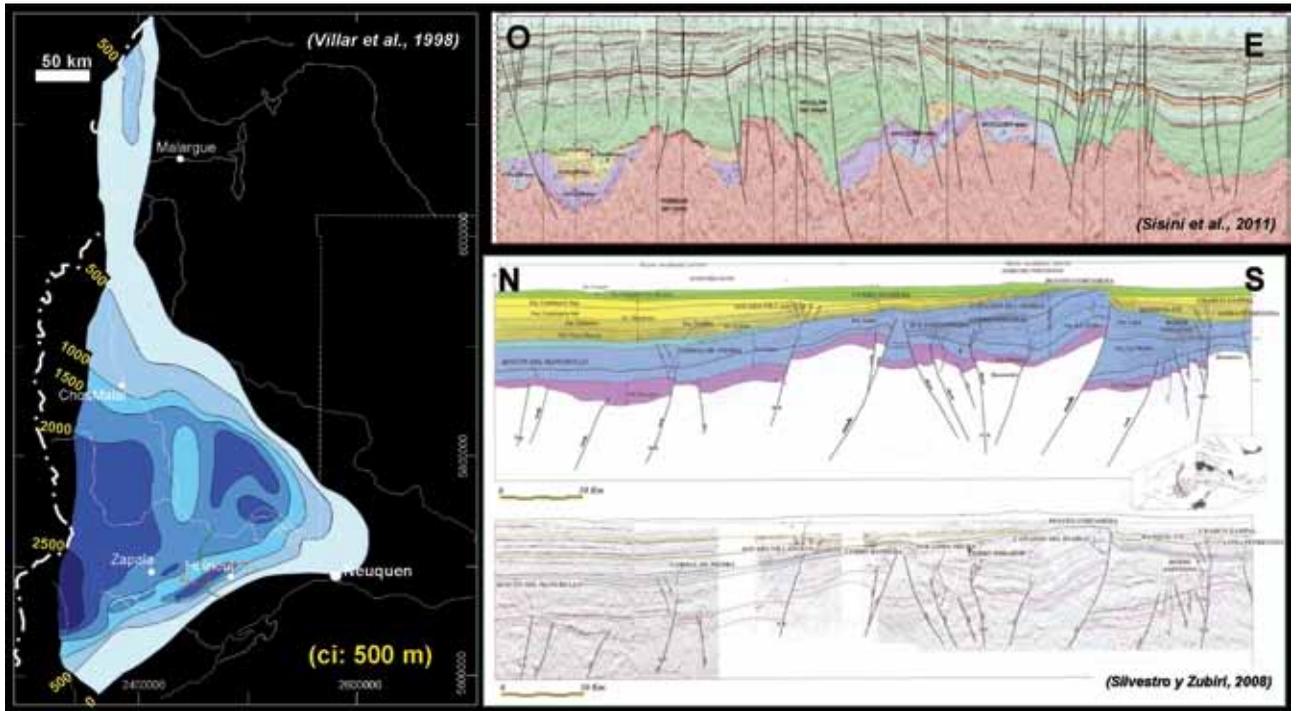


Figura 9. Mapa de espesor de la formación Los Molles y línea sísmica y corte estructural a lo largo de la zona de la Dorsal de Huincul, que muestra la complejidad de la geometría del sustrato y las facies marinas del Grupo Cuyo y de sus facies generadoras (formación Los Molles).

terior evolución afectaron el nivel de maduración térmica y el tipo de hidrocarburos generados, los cuales muestran fuertes variaciones laterales en corta distancia. Sobre el flanco oriental de la cuenca, la información de dominio público es escasa como para efectuar un análisis detallado. Por otro lado, a lo largo de la faja plegada occidental, esta unidad estuvo soterrada a gran profundidad, involucrada dentro de una deformación estructural relativamente compleja y afectada por la presencia de numerosos cuerpos intrusivos mayormente terciarios (*stocks*, filones capa y diques).

Formación Vaca Muerta o “Margas Bituminosas” (Jurásico Superior)

Durante el Jurásico Superior tuvo lugar una marcada inundación marina que mantuvo gran parte de la cuenca de trasarco del Neuquén bajo condiciones hambrientas y de fondo restringido y anóxico, favorables para la acumulación y preservación orgánica. Las primeras secuencias depositacionales desarrollaron sus facies de litorales y de plataforma circunscriptas a una faja relativamente angosta, mientras que en un extenso interior de cuenca se acu-

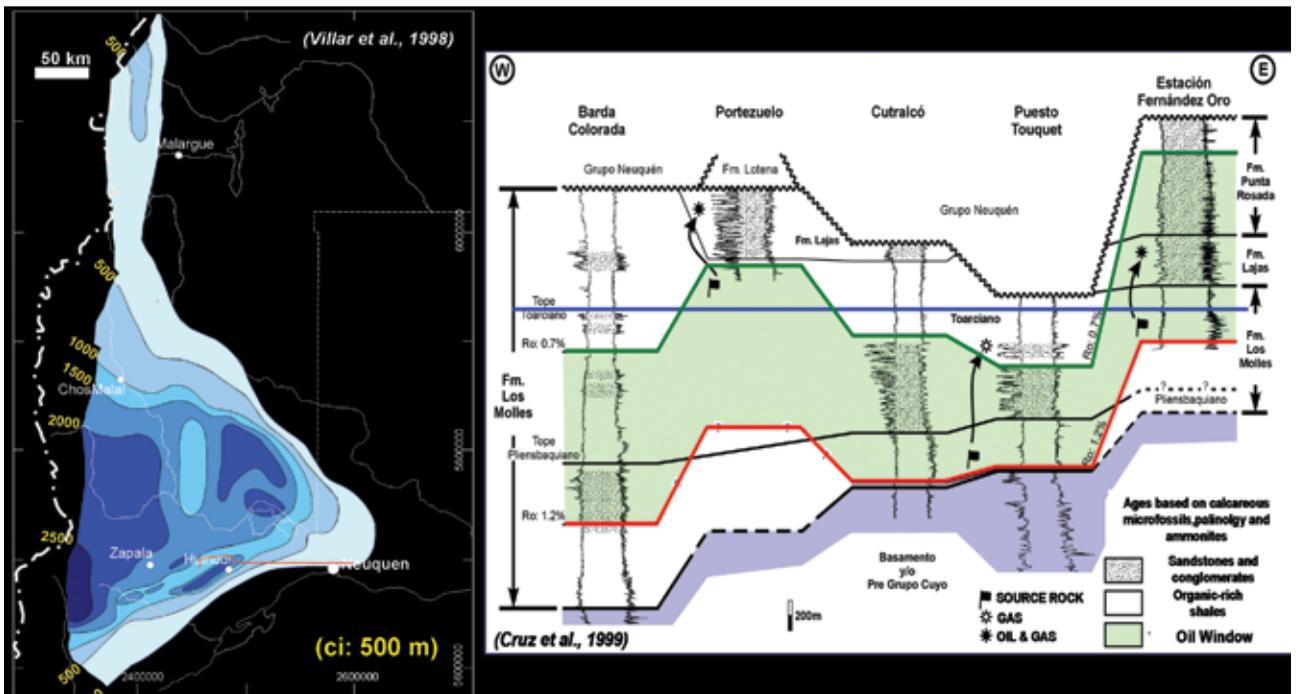


Figura 10. Mapa de espesor de la formación Los Molles y corte estratigráfico en zona de Dorsal que ilustra las fuertes variaciones de espesor, facies y maduración térmica.



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

Wärtsilä 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

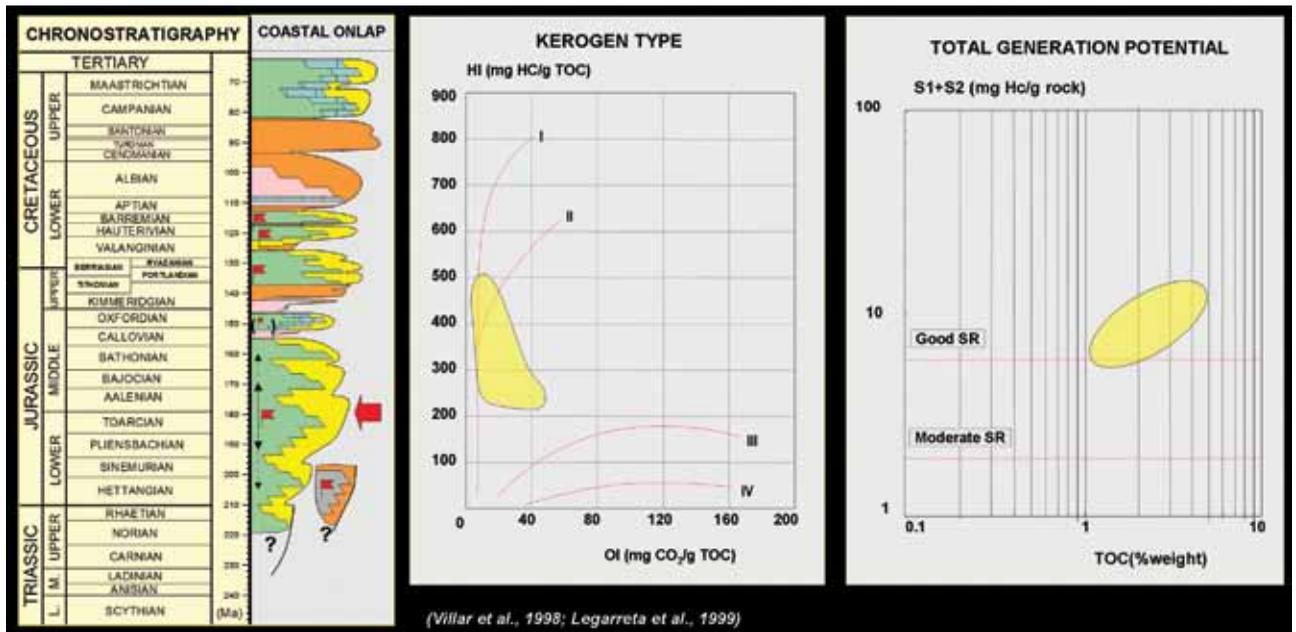


Figura 11. Ubicación cronoestratigráfica y características de la roca generadora de la formación Los Molles.

mularon secciones de lutitas más delgadas y condensadas de alto contenido orgánico (figura 13). Este contexto sedimentario perduró por alrededor de 2 millones de años (Zonas de *mendozanus*, *zittelli* y *proximus*) que dio lugar a la generación de un intervalo basal de elevada riqueza en todo el ámbito del denominado Engolfamiento Neuquino, con espesores que oscilan entre 50 y 100 metros. Con la evolución general progradante de las secuencias del Tithoniano-Valanginiano Inferior, hubo arribo de mayor volumen clástico hacia el interior de la cuenca que tuvo efecto de dilución del contenido orgánico areal (figura 14). No obstante, durante eventos de inundación importantes, mayormente asociados con los sistemas transgresivos dentro de cada secuencia, hubo desarrollo de otros intervalos potencialmente generadores, pero

con diferente distribución. De la misma forma que para la formación Los Molles la topografía del sustrato tuvo influencia sobre la distribución de las facies organógenas, durante la acumulación de las primeras secuencias de la formación Vaca Muerta, la presencia del eje de Chihuidos y del tren estructural de la Dorsal de Huincul dejaron su impronta para los niveles basales de esta entidad (figura 15). Las características del aporte sedimentario y sus variaciones laterales a lo largo de los flancos de la cuenca afectaron los componentes mineralógicos de las lutitas de la formación Vaca Muerta. Este fenómeno queda más remarcado con la aparición de paquetes de arenas interestratificados entre las facies generadoras (sector suroeste). En otras posiciones pueden intercalar secciones relativamente espesas, muy ricas en material carbonático (flanco

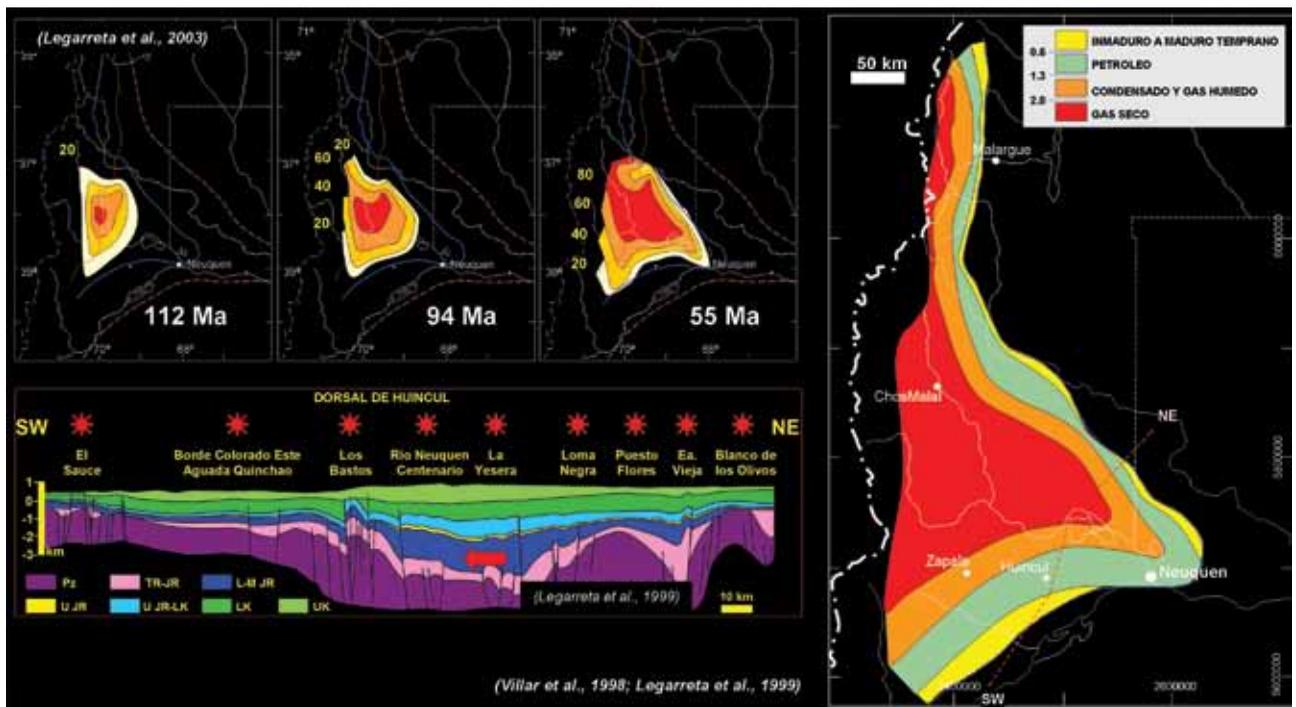


Figura 12. Evolución en el tiempo de la tasa de transformación y mapa de maduración actual de la formación Los Molles.

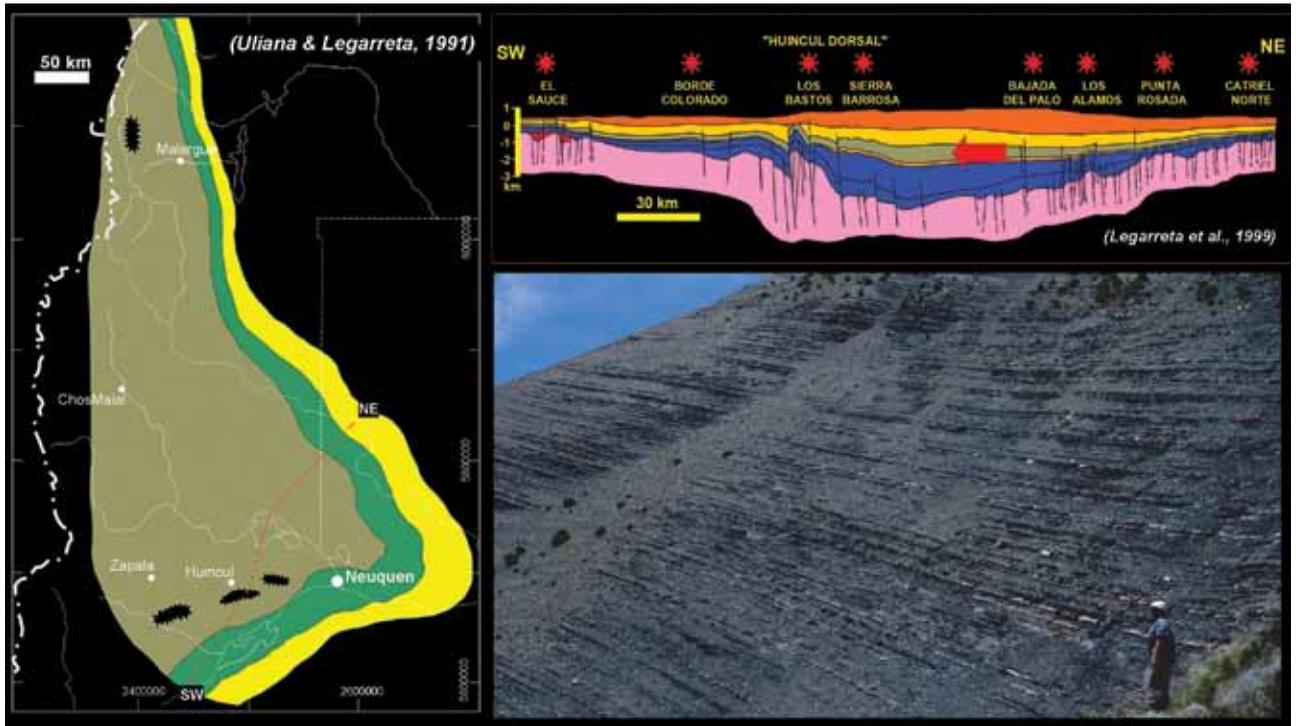


Figura 13. Mapa de facies de las secuencias basales que contienen los niveles más ricos en materia orgánica de la formación Vaca Muerta, su ubicación en corte estructural regional (SO-NE) y vista de afloramiento en el sur de Mendoza donde la unidad generadora muestra un importante espesor.

norte de la Dorsal).

Las facies generadoras de esta unidad presentan un espesor que oscila entre 25 y 400 metros, con valores de

COT entre 3% y 8% y picos de hasta 10-12%. Se trata de un querógeno amorfo marino del tipo I-II vinculado con contribución algal y participación muy escasa a nula de

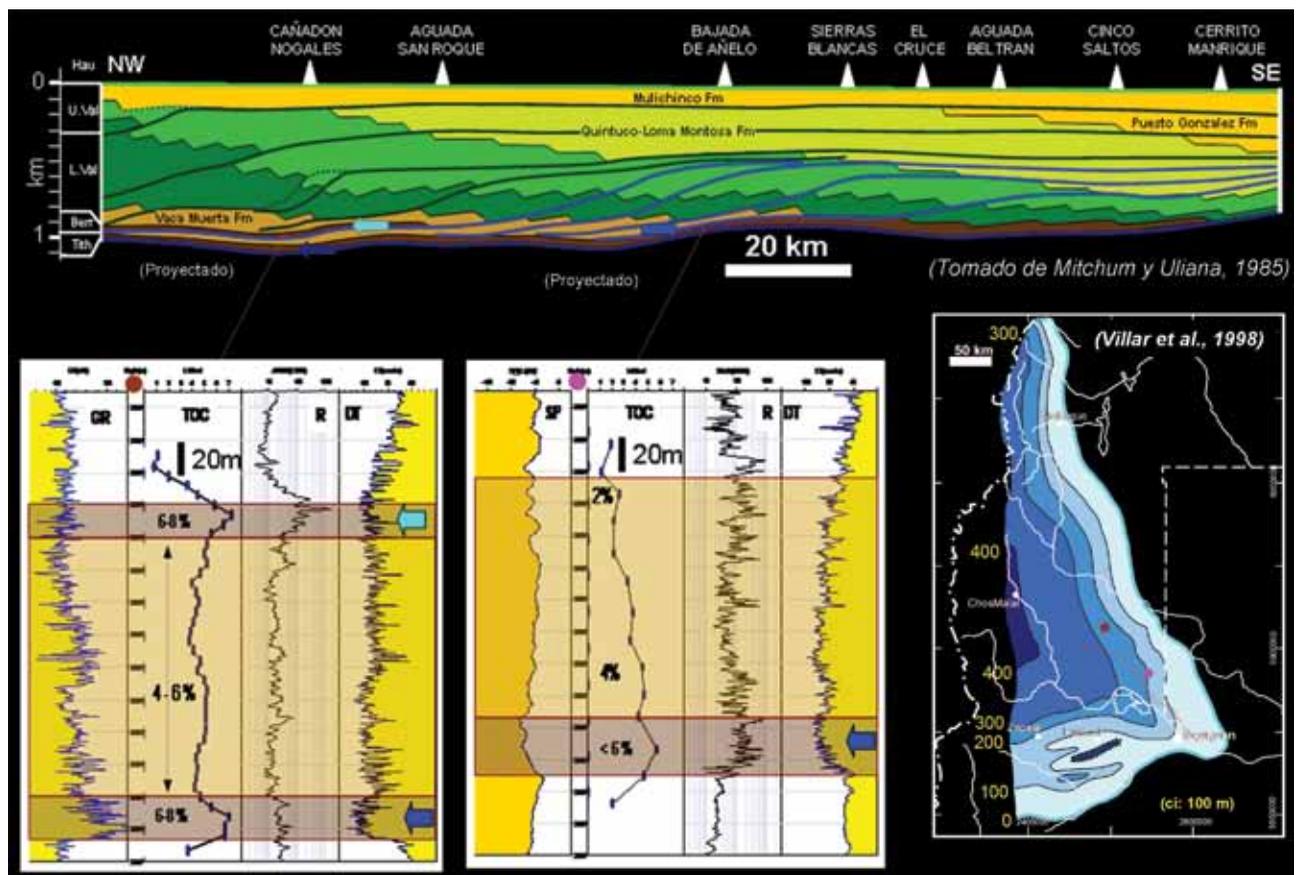


Figura 14. Corte estratigráfico que muestra la arquitectura interna de las secuencias depositacionales desarrolladas entre el Tithoniano y el Valanginiano, indicando el desarrollo de la formación Vaca Muerta en posiciones de interior de cuenca. Dos pozos muestran la respuesta eléctrica de la formación Vaca Muerta y las variaciones verticales del contenido de materia orgánica. Abajo derecha, mapa del espesor de la roca generadora.

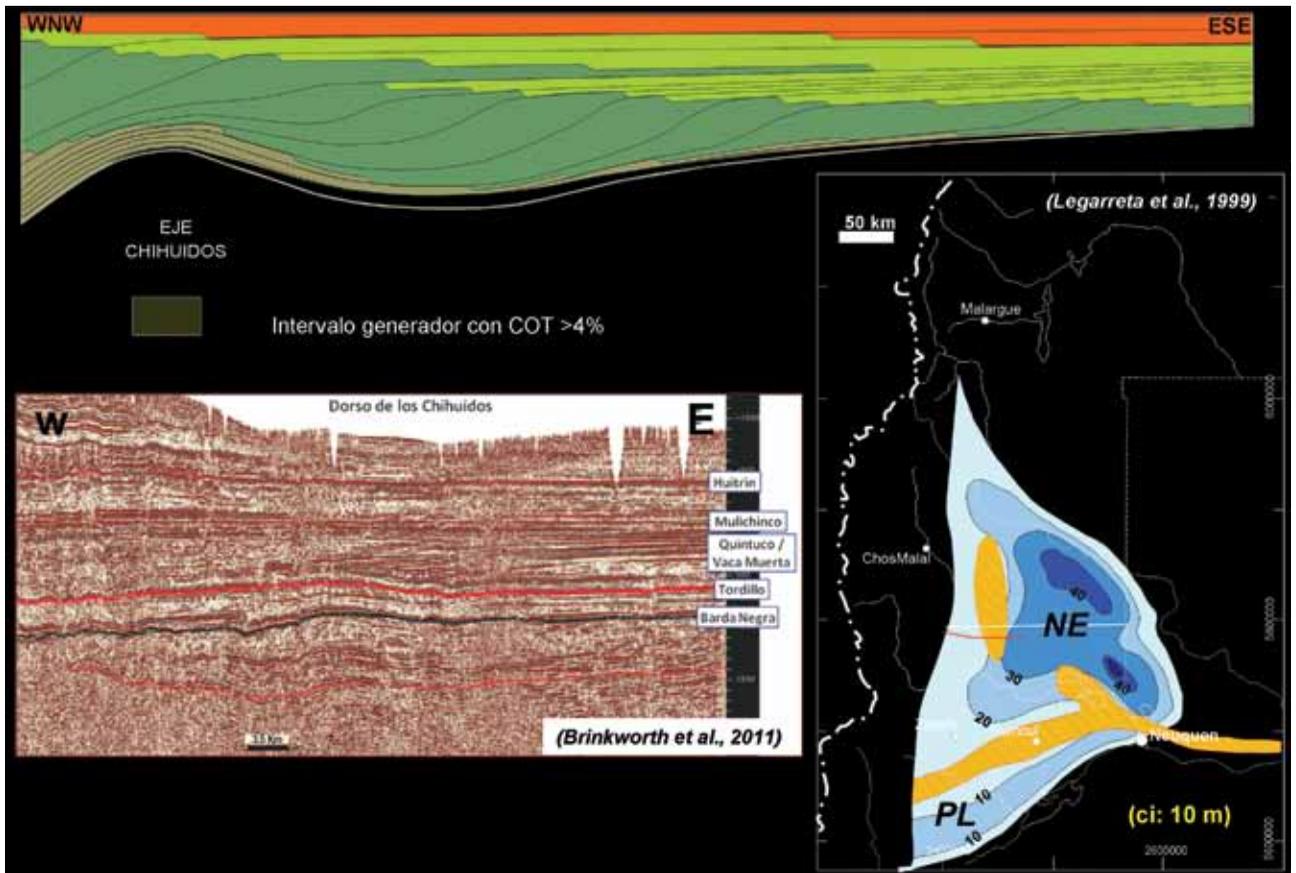


Figura 15. Corte estratigráfico y línea sísmica que ilustra la variación de espesor de las secuencias sobre el eje de la estructura de Chihuido y su posible influencia en la generación de condiciones restringidas en la zona del Engolfamiento (NE). La presencia de la Dorsal de Huincul favoreció la generación de condiciones euxínicas al sur de este elemento estructural (PL) con acumulación de materia orgánica rica en azufre.

elementos terrestres. Presenta un potencial generador excelente para hidrocarburos líquidos, dados los índices de hidrógeno y oxígeno (figura 16) y, de hecho, la formación Vaca Muerta resulta ser la principal generadora de hidrocarburos de la cuenca, ya sea petróleo, condensado o gas, a partir de una cocina localizada en las posiciones

profundas, como es el caso del eje del Engolfamiento Neuquino y, tempranamente, en la evolución térmica de la entidad a lo largo de la faja plegada (figura 17).

De la misma forma que se han podido reconocer variaciones laterales de facies a lo largo de la cuenca, también se han detectado cuatro facies orgánicas principales de

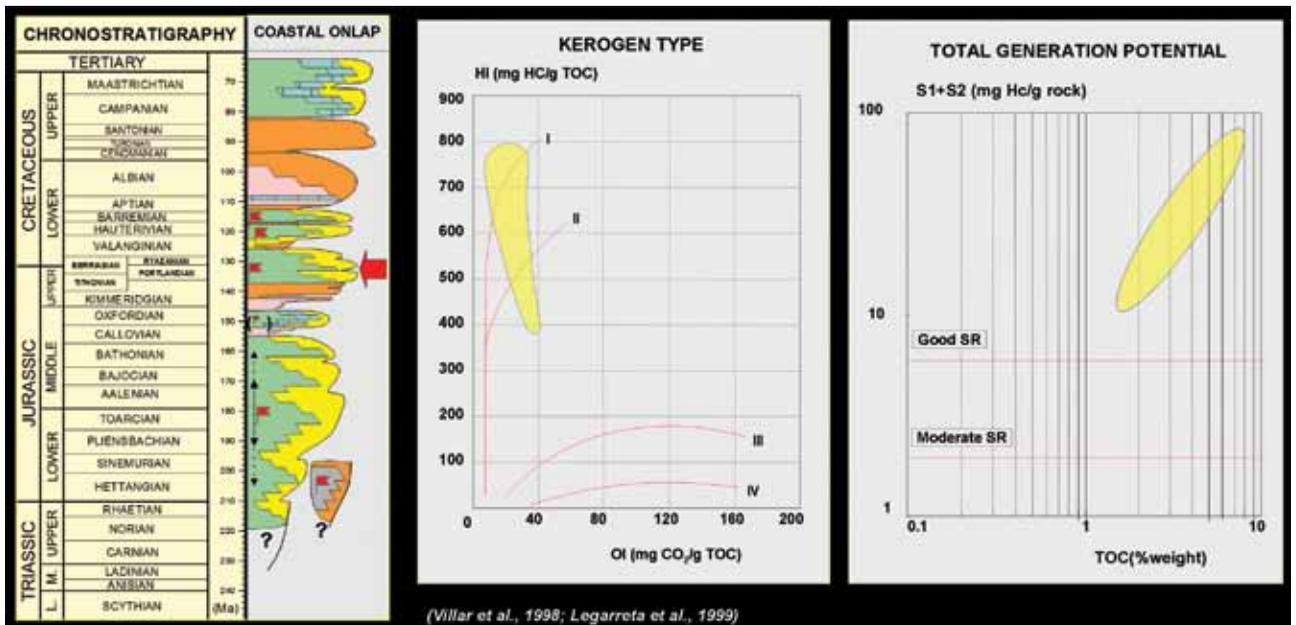


Figura 16. Ubicación cronoestratigráfica y características de la roca generadora de la formación Vaca Muerta.

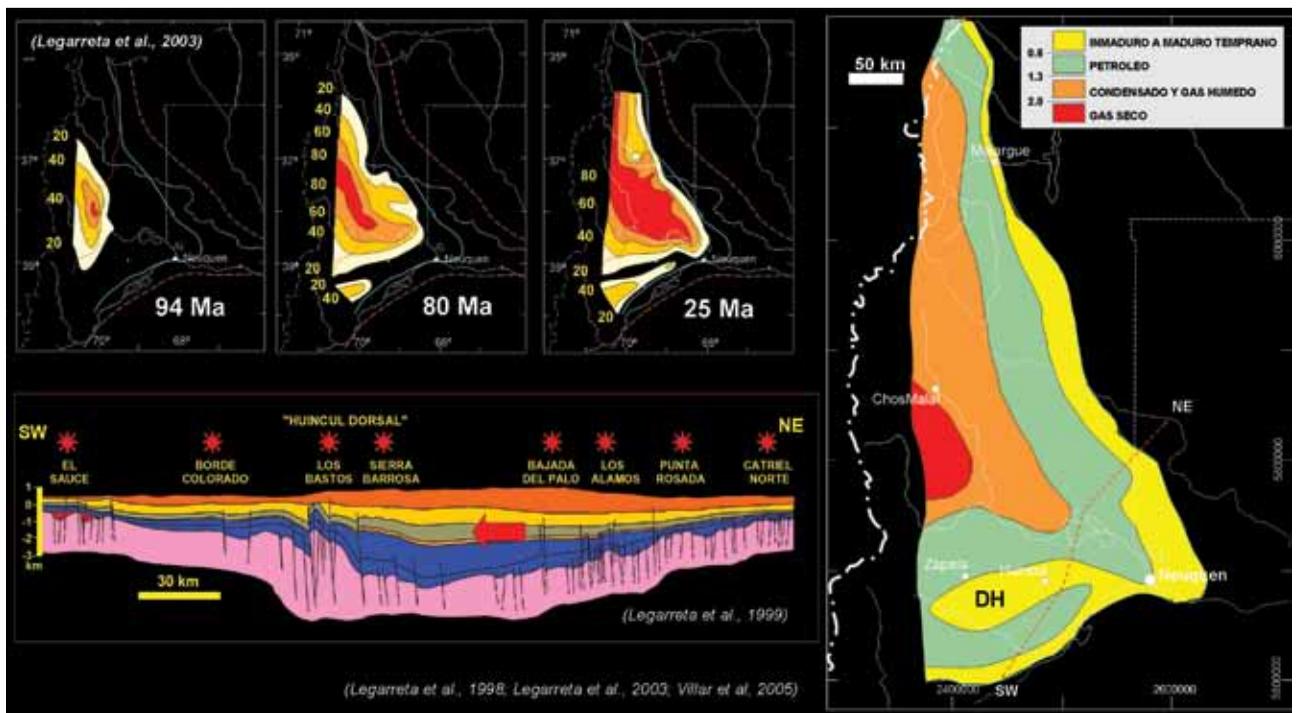


Figura 17. Evolución en el tiempo de la tasa de transformación y mapa de maduración actual de la formación Vaca Muerta.

acuerdo con las características de los petróleos generados (figura 18). En el sur de Mendoza (Malargüe), los petróleos pueden asociarse con una facies orgánica arcillosa-carbonática, los cuales aparecen también en el sector de la plataforma nororiental Neuquén-La Pampa, pero con

petróleos de características intermedias entre este ambiente y el Engolfamiento, donde los petróleos de alta madurez se vincularían con facies esencialmente lutíticas. El sector denominado Al Sur de la Dorsal generó petróleos de madurez térmica baja a moderada asociados a la

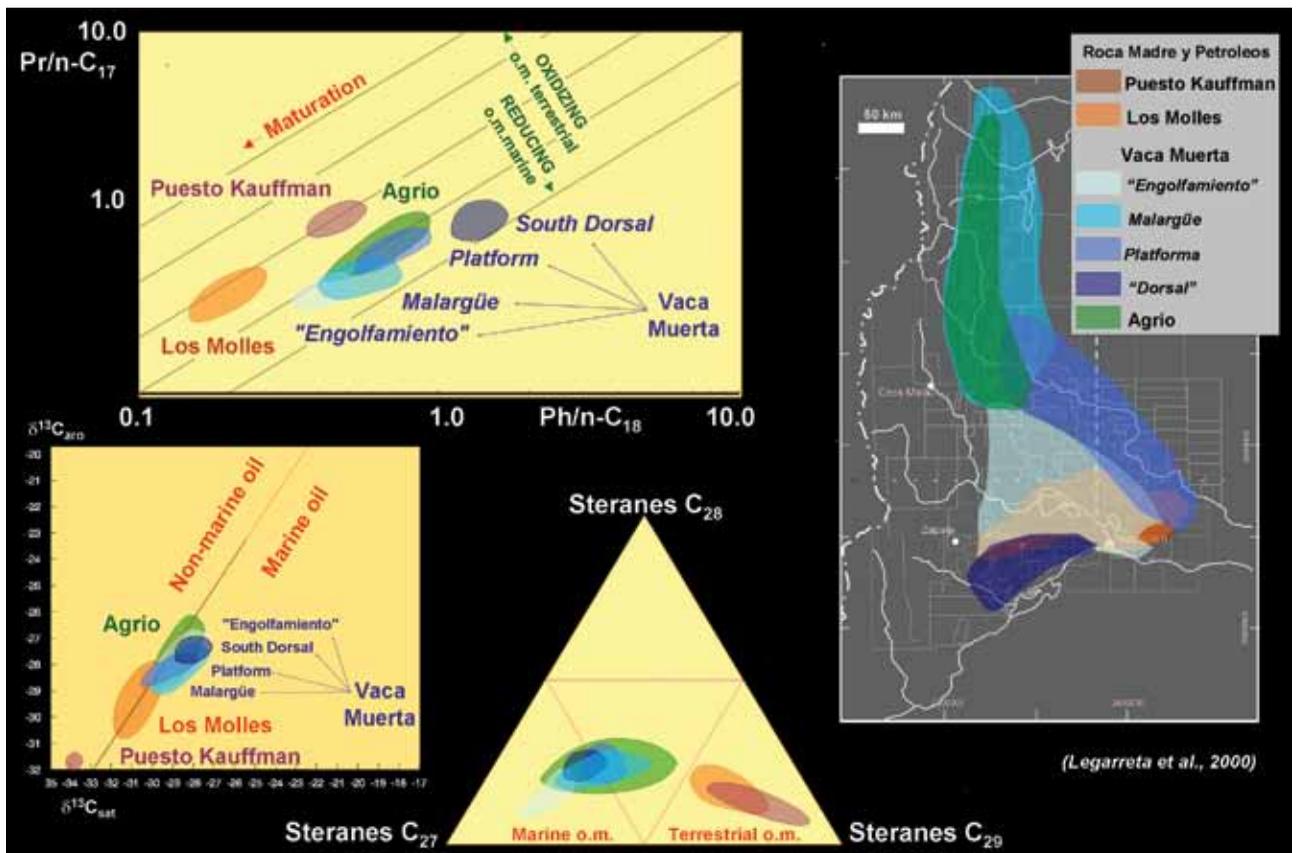


Figura 18. Características de los petróleos y su relación con las rocas generadoras (Puesto Kauffman está referido al "Pre-Cuyo" de Loma Negra).

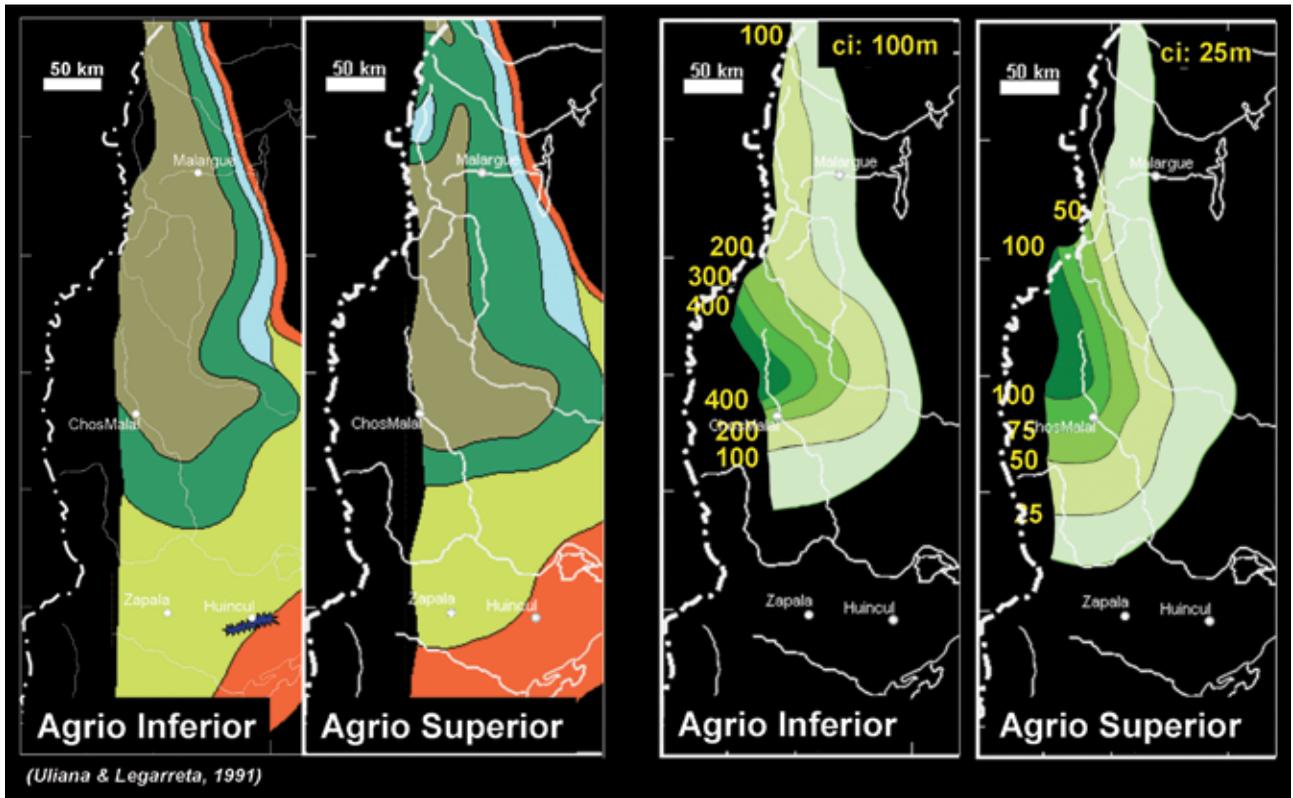


Figura 19. Mapas de facies y de espesor de roca generadora de la formación Agrio Inferior y Superior.

implantación de condiciones muy restringidas (euxínicas) que dieron lugar a la acumulación de niveles de querógenos ricos en azufre.

Formación Agrio Inferior y Superior (Hauteriviano)

En el Valanginiano Superior-Hauteriviano (formación Agrio Inferior), tuvo lugar en la cuenca una rápida y extendida inundación marina, de tal forma que grandes extensiones del ambiente de plataforma precedente

quedaron prácticamente ahogadas con inhibición del suministro clástico hacia el interior de la cuenca, donde se establecieron condiciones anóxicas propicias para la acumulación y preservación de la materia orgánica (figura 19). Un evento similar tuvo lugar con posterioridad a la desecación de la cuenca (Miembro Avilé), con lo cual se acumuló otra sección de facies generadoras en el Hauteriviano Inferior (formación Agrio Superior).

La facies lutítica-margosa de la formación Agrio Inferior puede alcanzar los 400 metros de espesor en el oeste del Neuquén, mientras que la correspondiente a la formación Agrio Superior no superaría los 100 metros de potencia (fi-

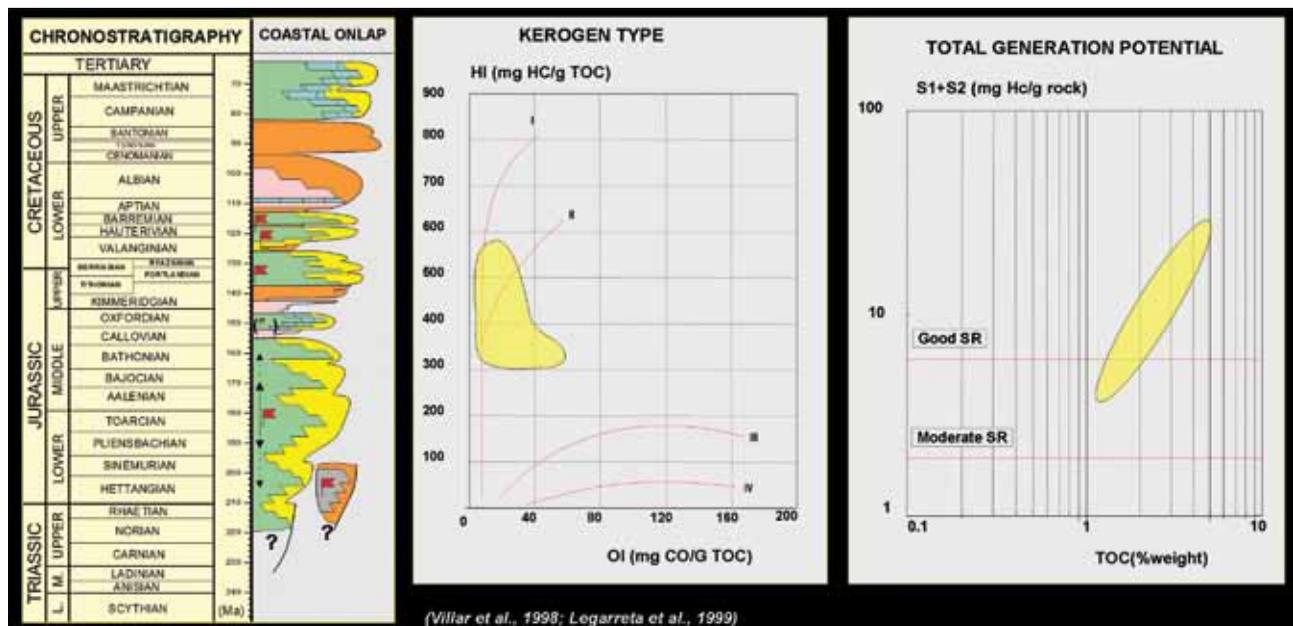


Figura 20. Ubicación cronoestratigráfica y características de la roca generadora de la formación Agrio Inferior y Superior.

Una planta industrial se construye en meses



para producir durante décadas

Nuestros clientes lo saben cuando nos eligen

Ingeniería y Construcciones para el Mercado Global de la Energía.

- Más de 100 plantas construidas y actualmente en operación.
- Garantías de proceso.
- Diseños con foco en la seguridad operativa.
- Altos índices de productividad y disponibilidad.
- Facilidades para operación y mantenimiento.



TECNA

The logo for TECNA features a stylized blue and orange wave or 'S' shape above the company name 'TECNA' in a bold, blue, sans-serif font.

www.tecna.com

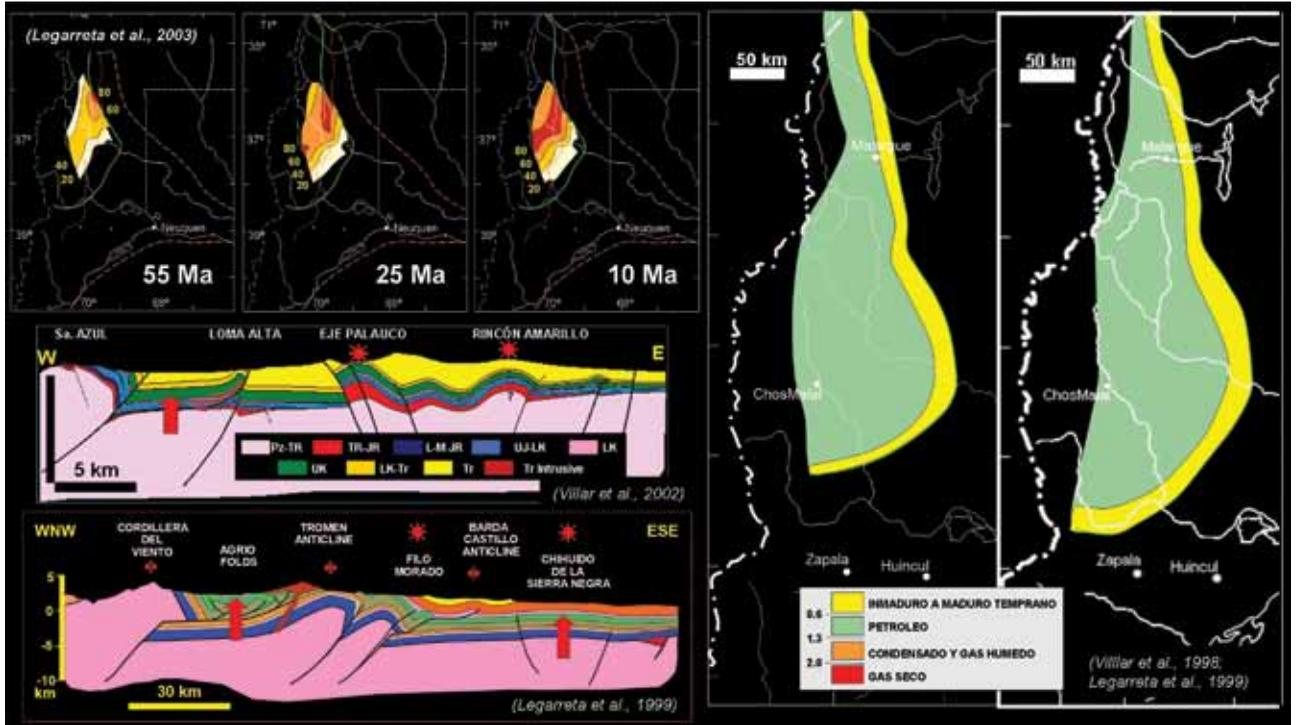


Figura 21. Evolución en el tiempo de la tasa de transformación y mapa de maduración actual de la formación Agrio.

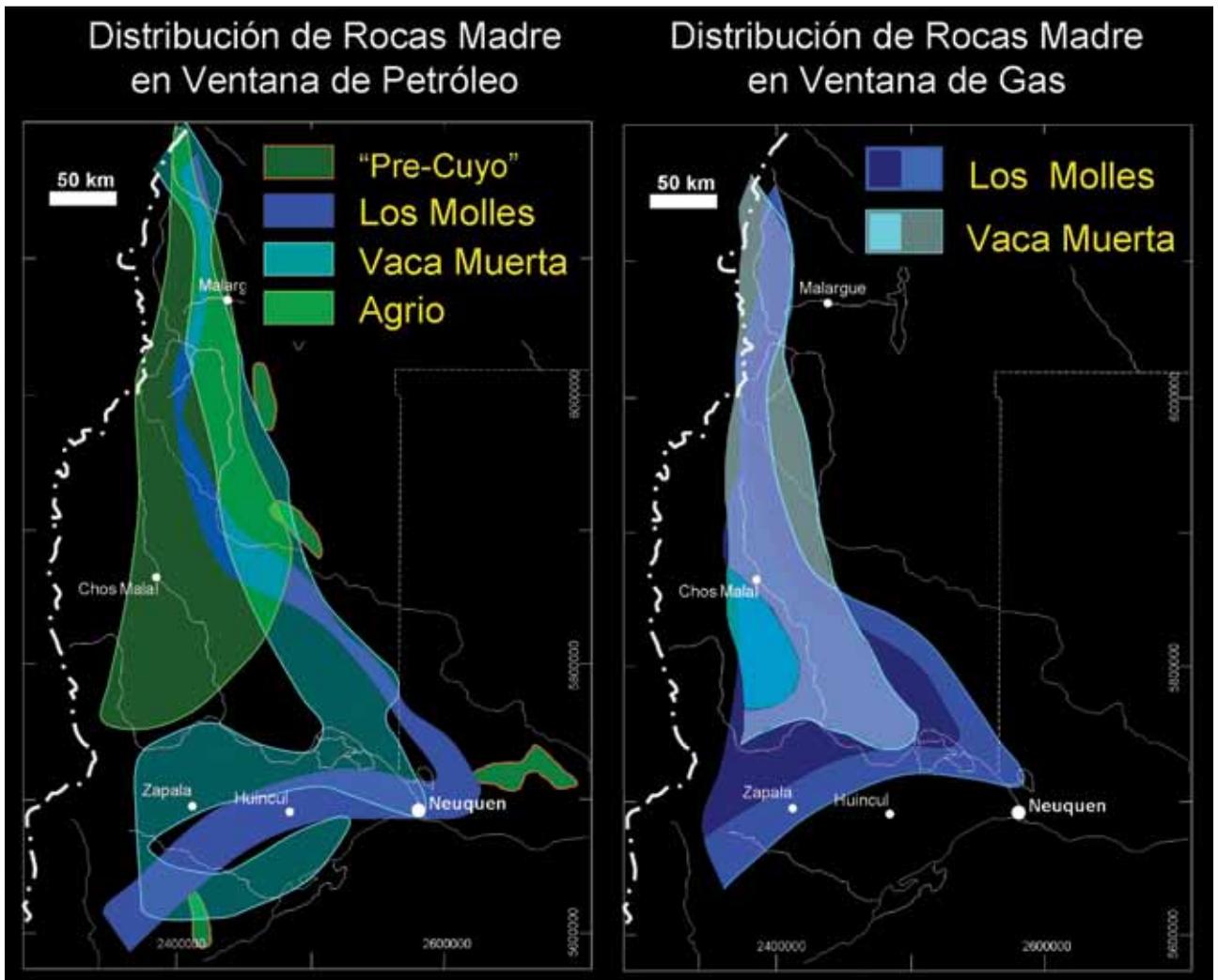


Figura 22. Distribución de las zonas en fase de madurez térmica para petróleo y para gas de cada una de las rocas madre.

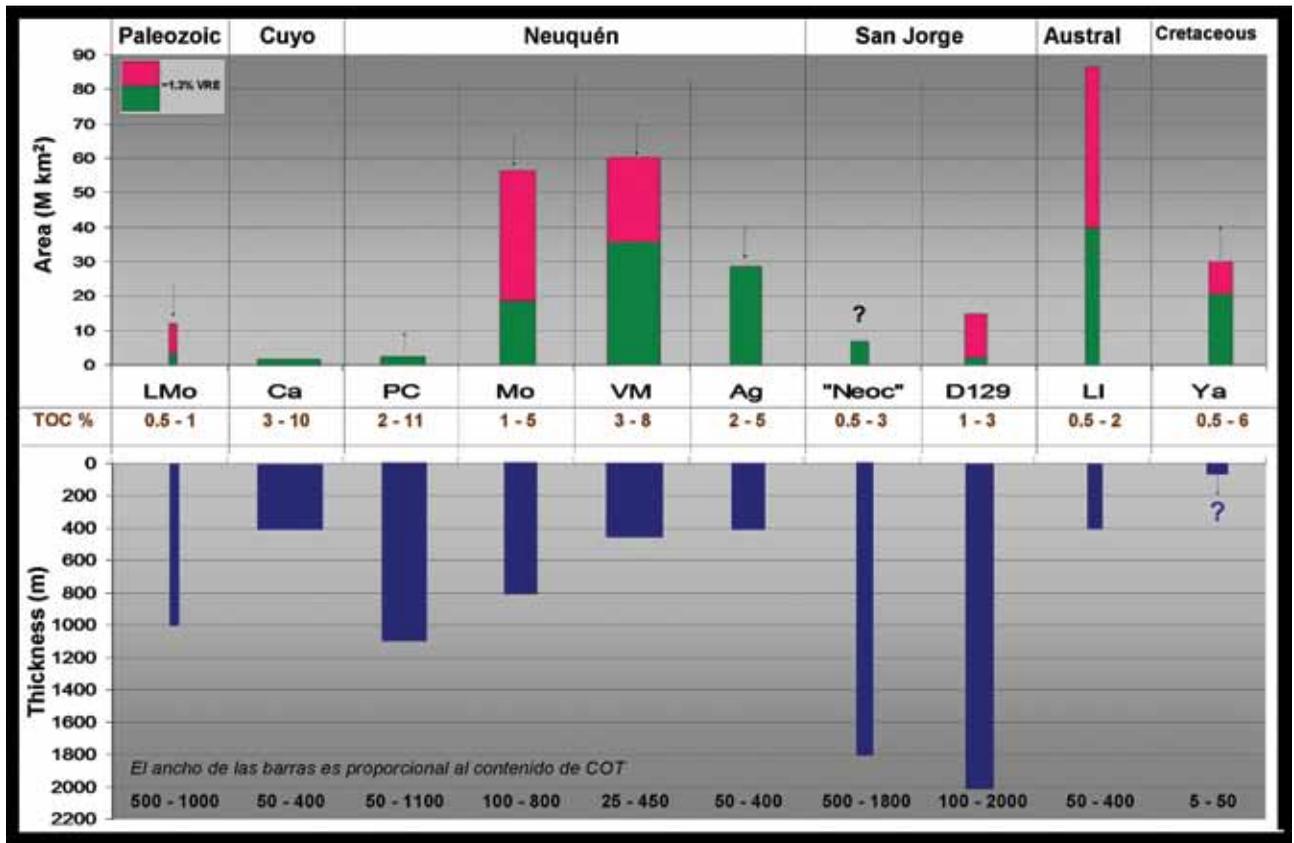


Figura 23. Gráfico que ilustra las áreas de acumulación (preservadas), espesores y contenido de carbono orgánico total (COT) de las rocas generadoras de las cuencas petrolíferas de la Argentina.

gura 19). En ambos casos, estos niveles presentan valores promedio entre 2% y 3%, con valores máximos de hasta 5% COT, y un querógeno tipo II/II-III con dominio neto del material algal-amorfo y aporte terrígeno minoritario (figura 20).

Ambos intervalos alcanzaron suficiente madurez térmica en el noroeste del Neuquén y sur de Mendoza, gobernada por la carga sedimentaria del Cretácico Superior-Terciario combinada, además, con la sobrecarga tectónica suministrada por la faja plegada (figura 21). Estas unidades generaron hidrocarburos en el noroeste del Neuquén y dentro del ambiente surmendocino de la cuenca.

Distribución de zonas propensas a producir petróleo y gas no convencional

Se describen aquí las zonas que pueden llegar a ser productoras no convencionales de petróleo y gas sobre la base de las características geoquímicas y del grado de maduración observado para cada nivel generador (figura 22).

Zonas para petróleo. Para el denominado "Pre-Cuyo", las facies de interés se encuentran circunscriptas a depocentros aislados y presentan fuertes variaciones del espesor y de las propiedades de las facies orgánicas. Hasta la fecha se han verificado que éstas se encuentran dentro de la ventana de generación de hidrocarburos líquidos y a una profundidad que varía entre los 2.100 y 4.000 metros. No se descarta que puedan detectarse otros hemigrábenes con nivel de maduración más alto o dentro de los conocidos, pero a mayor profundidad.

En cuanto a la formación Los Molles, en el ámbito de la Dorsal de Huincul, las facies ricas en materia orgánica

y el nivel de maduración varían de ventana de petróleo o gas acorde a su desarrollo temprano dentro de los hemigrábenes y a su evolución tectónica. En general se encuentran a una profundidad entre 2.100 y 3.500 metros. En el sector nororiental de la cuenca, la faja que se ubica dentro de la ventana de petróleo pareciera ser relativamente delgada y su ubicación no es conocida en su totalidad, dada la escasez de datos publicados (figura 22).

La formación Vaca Muerta muestra una mayor distribución areal de sus niveles ubicados dentro de la ventana de petróleo y cubren el flanco sur y norte del tren estructural de la Dorsal de Huincul y parte de los flancos del denominado Engolfamiento Neuquino (figura 22). En el sur de Mendoza, la parte oriental de la faja plegada presenta a las lutitas generadoras de Vaca Muerta en un nivel de maduración de petróleo. La unidad se encuentra dentro de estos parámetros hasta una profundidad aproximada de 3.200 metros.

En el noroeste del Neuquén, las facies generadoras de la formación Agrio Inferior y Superior se posicionan dentro de la ventana de petróleo (figura 22). Estas unidades se encuentran ya sea involucradas en la faja plegada occidental, o bien están preservadas en zonas estructuralmente complejas y relativamente profundas, y permanecen a resguardo de la erosión en algunos sinclinales (figuras 21 y 22). En este sector de la cuenca debe tenerse en cuenta la presencia de los intrusivos terciarios (filones capa, diques y pequeños stocks) que afectan a esta y a otras unidades.

Zonas para gas. Las facies generadoras de la formación Los Molles dentro de la ventana de gas presentan gran distribución areal en la cuenca, pero en su mayor parte están ubicadas a profundidades que oscilan entre 3.500 y 5.500 metros. En la faja plegada del oeste están

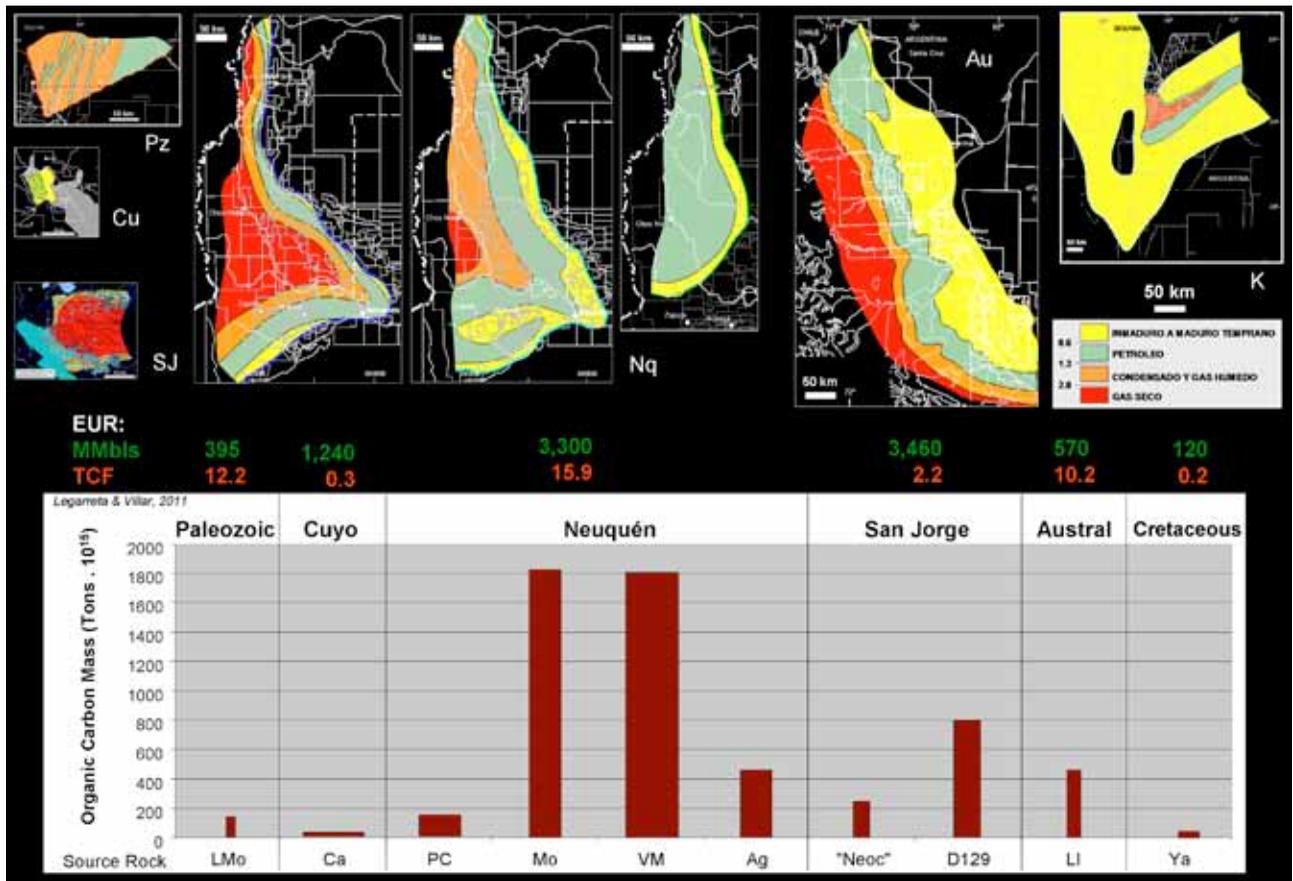


Figura 24. Mapas que ilustran el nivel de maduración térmica de cada roca madre de las cuencas petrolíferas de la Argentina y gráfico que indica masa orgánica total de cada roca madre de las cuencas petrolíferas de la Argentina. Se incluyen los valores aproximados de los EUR de petróleo y gas de cada cuenca.

involucradas en el núcleo de las estructuras complejas y, además, están afectadas por intrusivos mayormente terciarios.

Las lutitas de la formación Vaca Muerta presentan nivel de madurez para gas y condensado en el sector occidental de la cuenca y en la parte más profunda del Engolfamieno (figura 22). En la faja plegada del oeste del Neuquén y del sur de Mendoza, estas facies están presentes dentro de estructuras complejas y es de notar que muchas de ellas tienen sus niveles de despegue dentro mismo de la formación Vaca Muerta. Al igual que en las otras entidades, en el sector occidental es común la presencia de intrusivos terciarios. De hecho, en el sector surmendocino de la cuenca, los intrusivos dentro de las facies generadoras constituyen uno de los principales reservorios.

Comparación con otras cuencas petrolíferas de la Argentina

Para poder hacer una comparación de las rocas madre de la Cuenca Neuquina con los niveles generadores de otras cuencas, se han realizado gráficos que permiten advertir importantes diferencias. En la figura 23 se representan con barras las áreas donde las unidades generadoras se han acumulado y preservado, incluyendo su espesor máximo conocido; el ancho de las barras es proporcional al contenido de materia orgánica expresado como COT%. En la Cuenca del Golfo San Jorge, los dos niveles generadores presentan espesores muy importantes, pero

la extensión areal involucrada y el contenido de materia orgánica resultan relativamente más bajos que el de las rocas madre desarrolladas dentro de la Cuenca Neuquina. En la Cuenca Austral, las lutitas marinas del Cretácico Inferior presentan gran distribución areal, pero su espesor y contenido de materia orgánica son de menor significado comparadas con las de Cuenca Neuquina.

Una forma de ver indirectamente la capacidad de generación de hidrocarburos es mediante una comparación de la masa de carbono orgánico de cada roca madre, (figura 24). En este caso se visualiza rápidamente a la Cuenca Neuquina como la de mayor importancia. Sin embargo, cuando se observan los valores de EUR, la Cuenca del Golfo San Jorge presenta valores más altos a pesar de que arealmente cubre una superficie mucho menor. Varias explicaciones pueden plantearse al respecto y varias causas fueron formuladas en oportunidad de efectuarse el balance de masa para calcular el índice de Eficiencia de Generación-Acumulación (GAE) de los sistemas generadores de Cuenca Neuquina. Una primera posibilidad es que la mayor parte de los hidrocarburos se haya perdido, tal vez, por problemas de *timing* entre la generación-expulsión y disponibilidad de trampas. Una explicación alternativa implicaría que un gran volumen de los hidrocarburos no ha sido expulsado y permanece retenido dentro de las rocas generadoras, punto clave para la exploración y desarrollo de recursos no convencionales en la Cuenca Neuquina.

Finalmente, se ha preparado un gráfico (figura 25) donde se presentan los mapas de cada cuenca con la distribución areal de las rocas generadoras y sus rangos de

“El primer sistema de fractura hidráulico en el mundo, derivado de ingredientes obtenidos de la industria de alimentos, le brinda una clara ventaja.”



Los ingredientes obtenidos exclusivamente de la industria de alimentos están ayudando a aumentar la producción de gas natural. El mundo pidió una química de fractura más limpia y Halliburton lo hizo realidad. La formulación de CleanStim® ofrece un margen adicional de seguridad tanto para las personas como para los animales y el medio ambiente. Pruebas de laboratorio indican igualmente que CleanStim® presenta una mayor conductividad retenida que la de los fluidos de fractura convencionales, bajo un gran número de condiciones. La receta de CleanStim está diseñada para aplicaciones de fondo de pozo y no para mesas de comedor, pero ayudará a saciar el apetito mundial por el gas natural. Vea si es lo indicado para usted. Para mayor información visite halliburton.com/cleanstim.

Solving challenges.™

HALLIBURTON

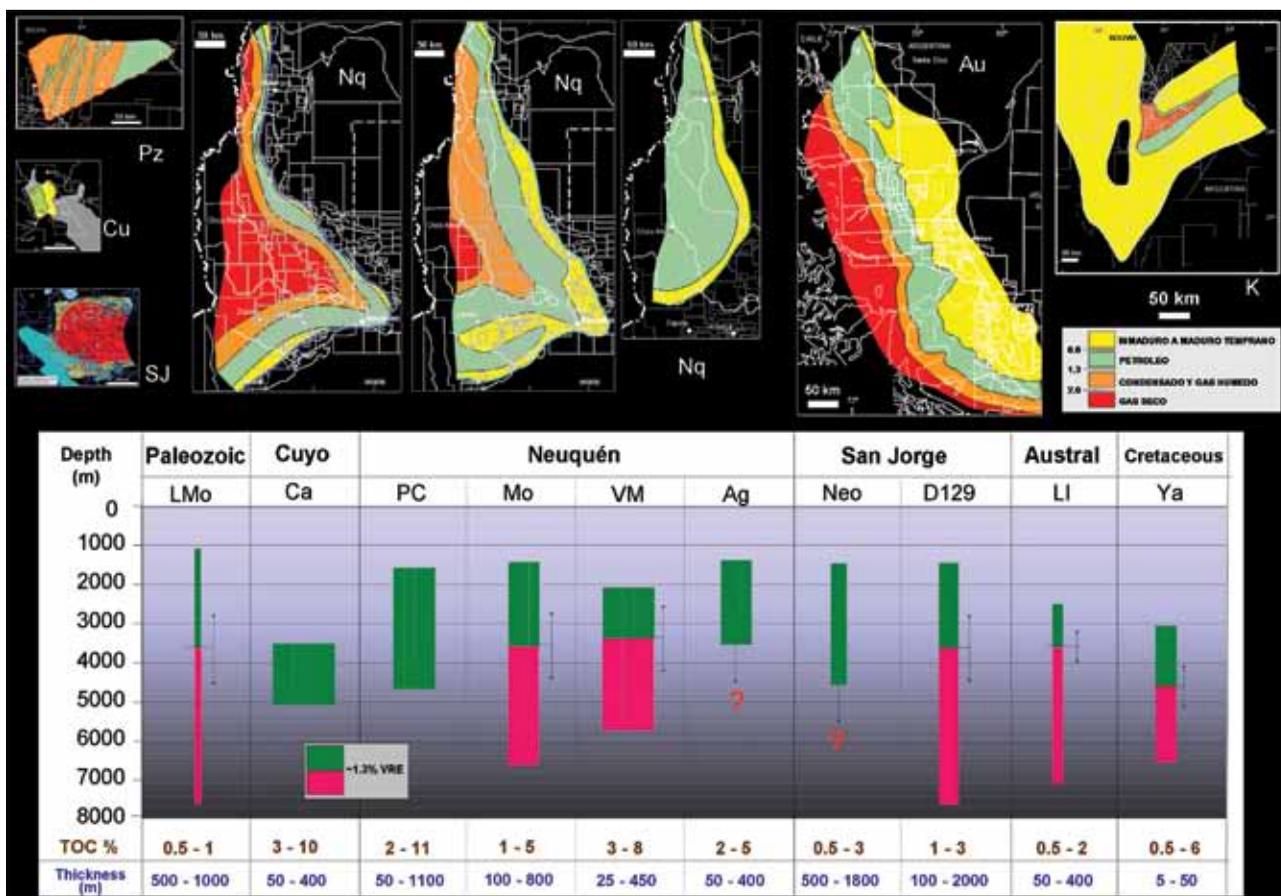


Figura 25. Mapas que ilustran el nivel de maduración térmica de cada roca madre de las cuencas petrolíferas de la Argentina y gráfico que indica la profundidad en que se encuentran las rocas generadoras dentro de la ventana de petróleo y de gas.

madurez térmica. El rango de profundidades aproximadas en las que se encuentran las rocas generadoras dentro de las ventanas de generación de petróleo y de gas se muestra con diagrama de barras. También se incluyen los valores de COT, representados por el ancho de las barras, y los espesores de estas unidades. Sobre la base del conjunto de datos, más las características de las rocas madre, la Cuenca Neuquina, en especial la formación Vaca Muerta, muestra las condiciones más favorables desde un punto de vista de recursos no convencionales para petróleo. Como ya se mencionara, otros elementos críticos deben ser estudiados y evaluados para validar este objetivo, pero ello no está dentro del alcance de este trabajo. ■

Leonardo Legarreta es Dr. en Ciencias Geológicas por la Universidad de Buenos Aires. Tiene 35 años de experiencia en geología del petróleo. Trabajó en YPF, Astra CAPSA, Petrolera Argentina San Jorge y Chevron. Actualmente preside Patagonia Exploración S.A., donde comenzó en 2003 como asesor en exploración de Golfo de México, Caribe, Brasil offshore, Chile, Canadá, Alaska, Mar del Norte y offshore oeste de África. Se especializa en estratigrafía, análisis de cuenca y sistemas petroleros enfocado a la exploración de hidrocarburos. Es un referente en el estudio de rocas madre y sistemas petroleros de las cuencas petrolíferas argentinas, principalmente de la Cuenca Neuquina y Austral, junto con colegas como Miguel Uliana, Héctor Villar y Guillermo Laffitte.

Héctor J. Villar es Licenciado en Ciencias Químicas (FCEN-UBA, 1978). Realizó estudios en Geoquímica Orgánica con énfasis en

combustibles fósiles en la Universidad Técnica de Aachen, Alemania (1985-1988). Desde hace más de 25 años participa en tareas de investigación y servicios en geoquímica orgánica y geoquímica del petróleo. En agosto de 2006 fundó GeoLab Sur S.A., laboratorio de servicios establecido en Buenos Aires, donde realiza trabajos de apoyo en actividades de la exploración, producción y desarrollo de la industria del petróleo. Como consultor en aplicaciones de la geoquímica del petróleo, ha producido más de 800 informes de servicio técnico e investigación, y ha sido autor y coautor de más de ochenta publicaciones y presentaciones de la especialidad.

Bibliografía de la Cuenca Neuquina

- Brinkworth W., F. A. Pose & A. Gangui, 2011, *Rasgos estructurales del subsuelo en el Área Aguada Pichana, Provincia de Neuquén, Argentina*, VIII.º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, p. 619-628, Buenos Aires.
- Cruz, C. E., F. Robles, C. A. Sylwan & H. J. Villar, 1999, *Los sistemas petroleros jurásicos de la Dorsal de Huincul. Cuenca Neuquina, Argentina*, IV.º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Tomo I, p. 175-195, Buenos Aires.
- Legarreta, L., C. A. Gulisano, I. Orchuela & S. A. Minniti, 1996, *Petroleum System Characterization and Timing in the Neuquén Basin (Triassic-Tertiary), West-central Andes, Argentina*. Second International Congress and Exhibition of the American Association of Petroleum Geologists and Sociedad Venezolana de Geología, Abstract A46. Caracas, Venezuela.
- Legarreta, L., G. A. Laffitte & S. A. Minniti, 1999, *Cuenca Neuquina: múltiples posibilidades en las series jurásico-cretácicas del depocentro periandino*, IV.º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Tomo I, p. 145-175, Buenos Aires.
- Legarreta, L., G. A. Laffitte & H. J. Villar, 2000, "Source rocks, thermal

- evolution and distribution of different hydrocarbon types in the Neuquén Basin, Argentina”, en L. A. F. Trindade, A. C. Macedo & S. M. Barbanti eds., *Proceedings Seventh Latinamerican Congress on Organic Geochemistry*, pp. 47-49 Foz do Iguaçu, Brazil, Oct. 22-26, 2000.
- Legarreta, L., C. E. Cruz, G. A. Laffitte & H. J. Villar, 2003, *Source rocks, reserves and resources in the Neuquén Basin, Argentina: Mass-balance approach and exploratory potential*, International Congress and Exhibition of the AAPG, abs., Barcelona, España, AAPG Bulletin, v. 87, N.º13. (Supplement).
- Legarreta, L. & H. J. Villar, 2011, *Argentina Basins, Geological and geochemical keys of the potential shale resources*, AAPG GTW, *Unconventional Resources: Basics, Challenges and Opportunities for New Frontier Plays*, June 26-28, 2011, Buenos Aires, www.searchanddiscovery.com/documents/2011/80196legarreta/ndx_legarreta.pdf
- Legarreta, L. & H. J. Villar, 2012, *Discussing the maturity of the source rock in Neuquén Basin to determine which specific areas will produce gas and oil*, 2012, American Business Conference: Shale Gas and Tight Oil Production, January 24-26, 2012, Buenos Aires.
- Malone, P., C. Saavedra, G. Vergani, J. C. Ferrero & M. Schiuma, 2002, “Los reservorios del Grupo Cuyo Superior”, en M. Schiuma, G. Hinterwimmer & Vergani eds., *Rocas Reservorio de las Cuencas Productivas de la Argentina*, Simposio del V.º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, p. 277-302, Buenos Aires.
- Mitchum Jr R. M. & M. A. Uliana, 1985, *Seismic stratigraphy of carbonate depositional sequences*, Upper Jurassic-Lower Cretaceous, Neuquen Basin, Argentina: Chapter 15 AAPG Special Volumes, Volume M 39: Seismic Stratigraphy II: An Integrated Approach to Hydrocarbon Exploration, p. 255-274.
- Silvestro J. & M. Zubiri, 2008, “Convergencia oblicua: modelo estructural alternativo para la Dorsal Neuquina (39ºS) – Neuquén”, en *Rev. Asociación Geológica Argentina* 63, 49-64.
- Sisini V., S. López & M. Lavia, 2011, *Yacimientos de gas no convencionales en el Ciclo Precuyano y en el Basamento en el Área de la Dorsal de Huincul en la Cuenca Neuquina*, VIII.º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, p. 693-710, Buenos Aires.
- Vergani, G. D., H. J. Tankard, H. J. Belotti, & H. J. Welsnik, 1995, “Tectonic evolution and Paleogeography of the Neuquén Basin, Argentina”, en A. J. Tankard, R. Suarez Soruco & Welsnik, H. J., eds., *Petroleum Basins of South America*, AAPG Memoir v. 62, p. 383-402.
- Villar, H. J., G. A. Laffitte & L. Legarreta, 1998, *The source rocks of the Mesozoic Petroleum Systems of Argentina: a comparative overview on their geochemistry, paleoenvironments and hydrocarbon generation patterns*, ABGP/AAPG International Conference & Exhibition, November 8-11, 1998, Rio de Janeiro, Brazil, Abstracts, p. 186-187. Republicado en: 1999, IV.º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Tomo II, p. 967-968, Buenos Aires.
- Villar, H. J., L. Legarreta, C. E. Cruz, G. A. Laffitte & G. Vergani, 2005, *Los cinco sistemas petroleros coexistentes en el sector sudeste de la Cuenca Neuquina: definición geoquímica y comparación a lo largo de una transecta de 150 km*, VI.º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Actas CD-ROM, p. 17, Mar del Plata, Republicado en Boletín de Informaciones Petroleras BIP, Cuarta Época Año 2, N.º 3, p. 50-67.
- Villar H. J., G. A. Laffitte, L. Legarreta, C. Haring & R. Varadé, 2008. *Las facies orgánicas no marinas de la Cuenca Neuquina: su caracterización a partir de registros geoquímicos de pelitas querogénicas y petróleoos*. XVII.º Congreso Geológico Argentino, S. S. Jujuy, Actas.

La bibliografía completa puede verse en: <http://www.petrotecnia.com.ar/facies.pdf>



ReMASA ofrece soluciones integradas que permiten optimizar los procesos de gestión de la información y agregar valor a los datos en cualquiera de las etapas del ciclo de vida de un yacimiento facilitando de esta manera la toma de decisiones.



Gerenciamos y Operamos Bancos de Datos Nacionales.

Aplicamos estrictas normas de Control de Calidad (ISO 9001).

Satisfacemos las necesidades de Data Management y Normalización de Información de Pozos y Sísmica de Empresas locales.

Nos especializamos en Flujos de Trabajo aplicados a Gestión de Datos de E&P, integrando usuarios, procesos, sistemas y contenidos.

Más de 60 técnicos y profesionales trabajando para usted.



Contáctenos
MORENO 775 (C1091AAO) - Buenos Aires - Argentina
Teléfono: +54 11 4138 - 1500

<http://www.remasa.com.ar>
info@remasa.com.ar



Primeros hallazgos en Neuquén y estudios de Pablo Groeber.

Sobre el hallazgo de Vaca Muerta, su origen y la terminología usada incorrectamente

Por **Dr. Daniel Robles**

Algunos tecnicismos sobre la historia del hallazgo y su nomenclatura.

“Vaca muerta” es el nombre de dos palabras que últimamente parece haberse puesto de moda debido a los cálculos de reservas y exitosos métodos no convencionales de extracción de hidrocarburos que los medios han divulgado de manera profusa.

En ellos, a menudo se incurre en el error de decir que es un yacimiento. Pero Vaca Muerta no es un yacimiento, es una formación sedimentaria depositada en un mar de edad jurásica, en la Cuenca Neuquina.

Fue denominada con ese curioso nombre en 1931 por el estadounidense Charles Edwin Weaver (1880-1958), doctor en Geología y Paleontología, que la encontró aflorando en toda la sierra de Vaca Muerta.



Años más tarde, en 1946, el Dr. Pablo Groeber (nacido en la Estrasburgo temporalmente alemana, 1885-1964) coincidió con Weaver en la importancia de esta formación, cuando realizaba el levantamiento geológico de la región noroccidental de Zapala y comprobó que todos los fósiles (*ammonites*) que se hallaban en las sedimentitas de la formación Vaca Muerta eran de edad jurásica.

Esta formación está constituida por sedimentitas denominadas *margas bituminosas*, debido a su alto contenido de materia orgánica. Corresponden a sedimentos marinos de baja energía, depositados en condiciones de fondo altamente reductoras. Es normal, cuando se realiza el control geológico de un pozo, que al entrar en la formación Vaca Muerta, se retire un fragmento de *cutting* y se lo exponga a la llama de un mechero: inmediatamente arderá con una llama rojiza, signo de su contenido y riqueza de materia orgánica.

Continuando con el levantamiento geológico, tanto Weaver como Groeber comprobaron que al ir hacia el Norte, pasaba en solución de continuidad –o sea, sin mediar discordancia– a mayor presencia de arcilitas y margas bituminosas, con similares características a las anteriores, pero con fósiles (*ammonites*) de edad cretácica. Esa nueva unidad sedimentaria fue denominada por Weaver, en 1931, *Formación Quintuco*.

Así se logró establecer el límite jurásico-cretácico en la columna sedimentaria de la Cuenca Neuquina. Hasta la formación Vaca Muerta, las sedimentitas son del Jurásico, y con la formación Quintuco comienza la depositación del Cretácico.

Estas formaciones se desarrollan en el subsuelo de la cuenca hacia el Este, la formación Quintuco cambia a litologías compuestas por calizas y más al Este, pasa lateralmente a la formación Loma Montosa, con areniscas calcáreas y conglomeras (en el subsuelo de la zona Catriel) y, por último, en la zona próxima al borde de la cuenca Occidental, se identifican como arcilitas rojizas continentales de la formación Puesto González.

Mientras que la formación

Vaca Muerta mantiene sus características litológicas de rocas sedimentarias (margas bituminosas) desde la sierra del mismo nombre, hasta acuñarse lateralmente en el subsuelo, aproximadamente en el centro de la cuenca y al sudeste de Catriel. En gran parte de esta gran extensión del subsuelo, donde se desarrolla la formación Vaca Muerta, es factible desarrollar la técnica de extracción de *shale gas* y *shale oil*.

En suma, deberá llamarse “yacimientos” a cada trampa, estratigráfica, estructural o combinada, que llevará el nombre y la sigla de pozo, de acuerdo con la Resolución 1040/09 sobre nomenclatura de pozos.

Otro detalle interesante es que frecuentemente los geólogos e ingenieros de idioma inglés llaman a la litolo-

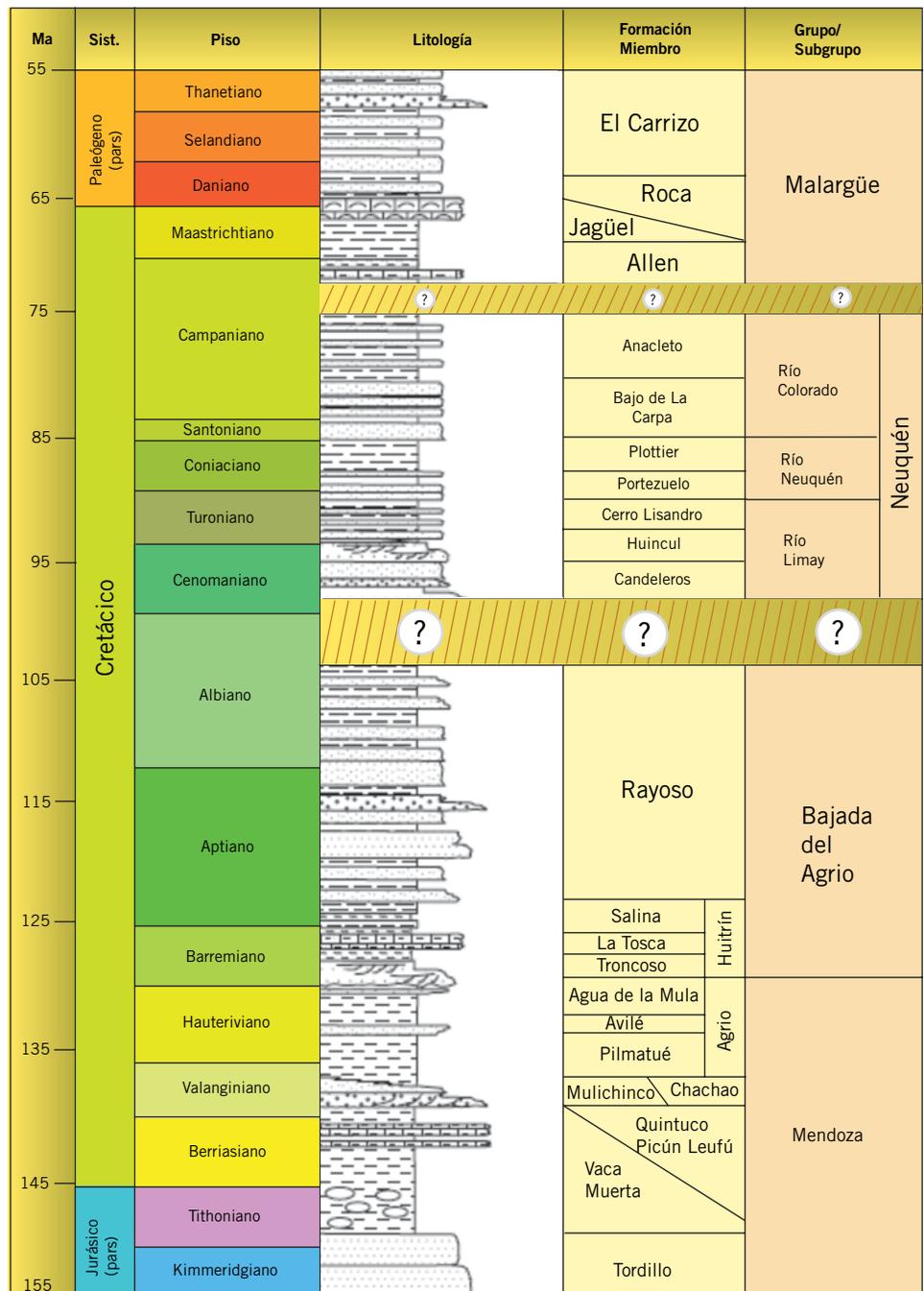


Gráfico 1. Columna estratigráfica de la Cuenca Neuquina en el Jurásico superior a Cretácico. Escala en millones de años tomado de Aguirre Urreta et ál., 2008, modificado de Ogg et ál., 2004.

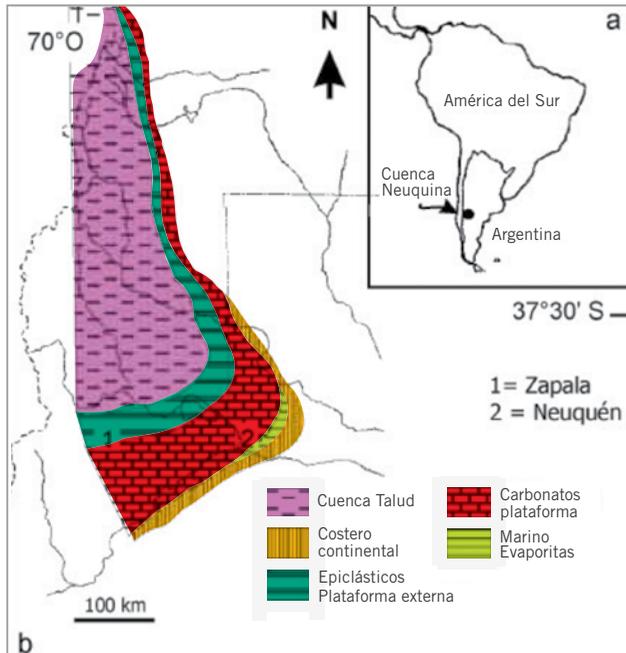


Gráfico 2. a: Mapa de ubicación de la Cuenca Neuquina. b: Mapa paleogeográfico para el Tithoniano tardío (de Legarreta y Uliana, 1996).

gía de la formación Vaca Muerta como “esquistos”.

En realidad, aquí vuelve a surgir un desencuentro idiomático. Las rocas se clasifican en cuatro grupos con características propias: ígneas, sedimentarias, metamórficas y piroclásticas.

Las sedimentarias tienen sus planos de estratificación sin alterar térmicamente, mientras que las metamórficas, al haber estado sometidas a un intenso calor, adquieren la característica física donde los planos de estratificación pasan a denominarse *esquistosidad*. Un ejemplo cotidiano de ello son las lajas de pizarra para techo.

Sin embargo, ello no quita, que por comentarios personales de técnicos del Servicio Geológico de los Estados Unidos, en América del Norte, existan algunos yacimientos cuyos hidrocarburos provienen de niveles que poseen esquistosidad. ■

Bibliografía

- Aguirre Urreta, M. B.; S. Casadío, M. Cichowolski, D. G. Lazo y D. Rodríguez, 2008. “Afinidades paleobiográficas de los invertebrados cretácicos de la Cuenca Neuquina, Argentina”. *Ameghiniana* 45: 591-612.
- Digregorio, J. H. y M. A. Uliana, 1980. *Cuenca Neuquina*. Segundo Simposio de Geología Regional Argentina. Academia Nacional de Ciencias de Córdoba. Volumen II, pp. 985-1032.
- Legarreta, L. y M. A. Uliana, 1996. *The Jurassic succession in west-central Argentina: stratal patterns, sequences and paleogeographic evolution*. *Paleogeography, Paleoclimatology, Paleoecology*, 120: 303-330.
- Robles, D., 1971. *Evolución paleogeográfica de los sectores centro, norte y noreste de la Cuenca Neuquina*. Plaza Huincul. Informe inédito de la Gerencia de Exploración de YPF.
- Robles, D., 1972. *El desarrollo de la Formación Loma Montosa en el sector oriental de la Cuenca Neuquina*. Catriel. Informe inédito de la Gerencia de Exploración de YPF.
- Robles, D., 1973. *La Formación Loma Montosa y sus posibilidades económicas*, (tres volúmenes). Catriel. Informe inédito de la Gerencia de Exploración de YPF.
- Weaver, C. E., 1931. “Paleontology of the Jurassic and Cretaceous of West Central Argentina”. *Memoirs University of Washington* 1: 1-595.

Daniel Edmundo Robles es doctor en Geología por la Facultad de Ciencias Naturales y Museo de la Universidad Nacional de La Plata e ingeniero en Petróleo, por el Posgrado en el Instituto del Petróleo, Facultad de Ingeniería UBA. Desde entonces se ha desempeñado en varias compañías de petróleo y gas tanto argentinas como extranjeras. Ha sido consultor, docente del Instituto del Gas y del Petróleo de la Facultad de Ingeniería de la UBA, en la actualidad continúa desempeñándose como geólogo consultor de la Secretaría de Energía.

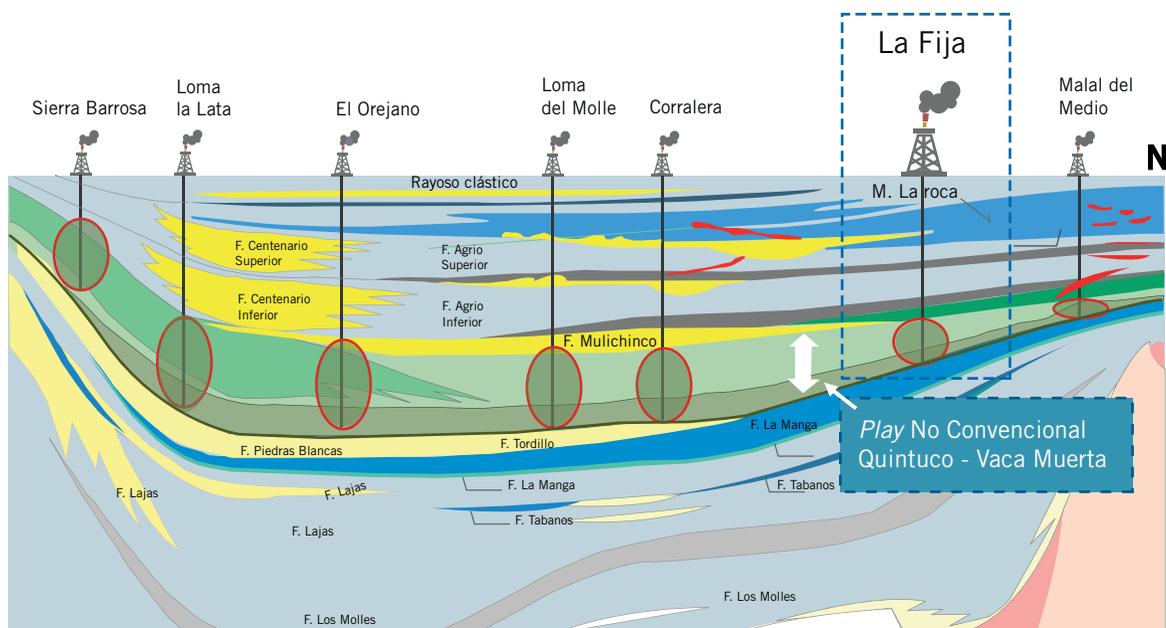


Gráfico 3. Corte sur a norte de la Cuenca Neuquina, donde se indica la sección sedimentaria, en la cual se podría realizar explotación de tipo no convencional.



125

Celebrando nuestros
primeros 125 años

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

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

SKANSKA

www.la.skanska.com



Gentileza: Reuters

Experiencia en el país: preguntas y respuestas

Cuatro expertos de distintas empresas y diferente nivel de experiencia en la formación Vaca Muerta responden sobre sus características desde el punto de vista operativo, y sus diferencias con los *plays* norteamericanos.

Daniel De Nigris, gerente general de **ExxonMobil Exploration Argentina**

¿Por qué Vaca Muerta es un proyecto tan importante?

El proyecto Vaca Muerta presenta una oportunidad muy importante para la Argentina, principalmente porque es un área que tiene un nivel de potencial de escala a nivel global, el desarrollo de la formación es muy importante tanto verticalmente, en espesor, como en continuidad lateral en desarrollo areal. Asimismo, se encuentra en un lugar geográfico muy favorable para su desarrollo como es la provincia del Neuquén, con historia y tradición petroleras, recursos humanos capacitados, infraestructura disponible y un mercado nacional que tiene el potencial de llegar al autoabastecimiento, y, eventualmente, convertir a la Argentina en un mercado exportador. Otro

aspecto muy importante está relacionado a los beneficios potenciales que podría traer su desarrollo en gran escala, en cuanto a generación de empleo local, y la expansión de la economía y del desarrollo industrial y de servicios.

¿Cuáles son los principales cuellos de botella que tiene la actividad para desarrollar proyectos *shale* en la Argentina?

Desde el punto de vista operativo, la logística es de una escala muy importante, con lo cual habrá que ir dimensionando todos los eslabones del proceso en forma adecuada, desde el transporte, las compañías de servicio, perforadoras, los caminos y rutas que permitan el caudal de transporte necesario para la actividad y, por último, tener también en cuenta la secuencia natural de importaciones de equipos necesarios para las operaciones, o la posibilidad de su desarrollo local.

Adicionalmente, y en un marco más general, los re-

cursos no convencionales, a diferencia de los convencionales, tienen características de largo plazo de desarrollo e inversión continua en la modalidad de perforación permanente, que se facilitan a través de términos y condiciones adecuadas a ese horizonte de inversión.

¿Cuáles son las características principales que diferencian la explotación de proyectos *shale* en la Argentina comparada con la de los proyectos de los Estados Unidos?

El desarrollo de los proyectos no convencionales en los Estados Unidos requirió inicialmente mucho tiempo hasta lograr una eficiente combinación de perforación horizontal y estimulación hidráulica. Paralelamente, se pusieron en vigencia condiciones impositivas favorables para ese desarrollo, que aceleraron las inversiones masivas necesarias y luego la producción a gran escala, con perforación de miles de pozos. Evidentemente estamos en dos etapas distintas, con lo cual si bien es difícil hacer una comparación, también es indudable que se pueden compartir muchas experiencias que faciliten el desarrollo en nuestro país.

¿Cómo se hace para reducir el tiempo de aprendizaje?

Sin duda, los proyectos de esta envergadura requieren estabilidad y tiempo para alcanzar el éxito. La participación de empresas que ya han avanzado en este tipo de desarrollos con buenos resultados también puede aportar una base de conocimiento y experiencia que socios y empresas locales puedan utilizar para acelerar su aprendizaje.

Michael Bose, vicepresidente y *country manager* de Apache Energía Argentina

¿Por qué Vaca Muerta es un proyecto tan importante?

Por muchas razones, entre ellas porque creemos que va a cambiar la actual dependencia de energía extranjera que tiene la Argentina y que ha escalado en los últimos años, sobre todo si se mira las importaciones de gas. Es necesario desarrollar esta alternativa para cambiar la tendencia en las importaciones, además para incrementar la mano de obra, atraer inversiones y conocimientos tecnológicos.

¿Cuáles son los principales cuellos de botella que tiene la actividad para desarrollar proyectos de *shale* en la Argentina?

Hay varios cuellos de botella, pero primero debemos profundizar en la terminación, entender cuáles son las oportunidades, cuál es la *performance* de esos pozos y, por supuesto, hay muchos otros factores que incidirán en ello, como saber si habrá desarrollo comercial, si habrá una rentabilidad asegurada, precios de gas adecuados para incentivar la inversión, un mercado gasífero consistente y costos razonables de servicios y de materiales. Además,

se necesitará un buen nivel de eficiencia en las operaciones, disminución de redundancias, tecnologías de punta, disponibilidad de equipos, regulaciones ambientales sensatas y la cooperación de todos los actores interesados (operadores, autoridades, gremios y dueños de la tierra), entre otros. Asimismo, también es fundamental que esté disponible la infraestructura –equipos y recursos– necesaria para respaldar este tipo de actividad.

¿Cuáles son las características principales que diferencian la explotación de proyectos *shale* en la Argentina comparada con la de los proyectos de los Estados Unidos?

Sobre todo, el costo de las operaciones, el costo de perforación y de completación de pozos, más altos aquí que en el mercado norteamericano. Deberían bajarse los costos y aumentar la eficiencia. También los tiempos de trabajo vienen siendo más largos que los previstos, y la mano de obra es más costosa. Pero la mayor parte del diferencial de gastos obedece a la llegada de nuevas tecnologías y de especialistas extranjeros al país. Es algo propio de la curva de aprendizaje que estamos trazando. En cuanto a si el *play* es comparable con alguno de los Estados Unidos y Canadá, aún no se puede comparar con ninguno porque todavía no hemos ido dentro de Vaca Muerta tan profundo. En los próximos 6 a 8 meses iremos con un Programa de Exploración en Vaca Muerta, pero hasta no tener resultados no podemos comparar con otro *play*, de todas formas, hay muchas variables, que cambian de uno a otro.

¿Cómo se hace para reducir el tiempo de aprendizaje?

Compartir la información es importante, nosotros en eso somos un ejemplo: los operadores suelen aprender de los operadores, nosotros aprendemos de compañías de servicios y contratistas, compartimos toda la tecnología disponible. No hay duda de que la curva de aprendizaje se puede reducir de esa manera. Debemos asegurarnos de transferir los conocimientos.

Juan Carlos Pisanu, director y miembro del Comité Ejecutivo de Pluspetrol, con responsabilidades específicas en No Convencionales

¿Por qué Vaca Muerta es un proyecto tan importante?

Vaca Muerta es la formación geológica que constituye la roca madre más importante de la Cuenca Neuquina y está compuesta de rocas negras con alto contenido de materia orgánica y carbonátrica de excelente calidad. La formación Vaca Muerta, que se extiende entre el sur de Mendoza y el norte de Neuquén, tiene una superficie aproximada de 30.000 km². Si bien hasta ahora sólo se ha explorado apenas el 15% de su extensión, los resultados de las primeras perforaciones y estudios realizados alien-

tan a confirmar la gran importancia de estos recursos que venían adelantando prestigiosas consultoras nacionales e internacionales.

Esto estimula a pensar que se está frente a una fuente importantísima de hidrocarburos para contribuir a solucionar el problema del déficit energético de nuestro país, en la medida en que estos puedan transformarse en reservas. Para ello se requiere de una mayor realización de pozos y estudios que proporcione un conocimiento más amplio del recurso, y permita planificar su desarrollo intensivo. En ese sentido, es crítica la disponibilidad de tecnología, servicios e insumos a un costo adecuado, tiempo contractual suficiente y precio del producto que permitan hacer sustentable su desarrollo.

Las reservas tanto de gas como de petróleo del país han venido disminuyendo en los últimos años, mientras que el consumo ha ido en aumento. Esto ha generado un desbalance entre la producción y el consumo, que ha llevado al país a ser un importador neto de gas y petróleo. En tanto, las proyecciones hoy muestran lo que indicamos en los gráficos a pie de página.

Todas las estimaciones de los recursos técnicamente recuperables presentes en la formación Vaca Muerta, incluso, las más pesimistas, son varias veces más grandes que las reservas disponibles en el país. Por lo tanto, la importancia fundamental de desarrollar esta formación radica en que este desarrollo tiene el potencial necesario para solucionar el problema del déficit energético en la Argentina, por lo que ninguna de las partes involucradas debería escatimar esfuerzos en crear un marco técnico-comercial adecuado que haga factible su desarrollo.

¿Cuáles son los principales cuellos de botella que tiene la actividad para desarrollar proyectos de shale en la Argentina?

Los principales cuellos de botella son la disponibilidad de algunos recursos técnicos, como la falta de equipos de perforación, terminación, fracturas, etc. También la falta de personal calificado: a medida que se vaya incrementando la actividad, habrá que ir desarrollando y capacitando los recursos humanos requeridos, facilitando, mientras tanto, la disponibilidad de técnicos expatriados. Al mismo tiempo que aumentan los equipos en el país, hay que desarrollar los recursos humanos necesarios para llevar a cabo los trabajos. Por último, hay que asegurar la

disponibilidad de insumos críticos como arenas de fractura, manejo y disponibilidad de agua, equipamiento, cañerías válvulas y accesorios de alta presión, desarrollando proveedores locales o facilitando su importación. Entre otros requerimientos de orden más contractual, estarían el tiempo extendido de concesión, seguridad jurídica y políticas que premien la eficiencia.

¿Cuáles son las características principales que diferencian la explotación de proyectos shale en la Argentina comparada con la de los proyectos de los Estados Unidos?

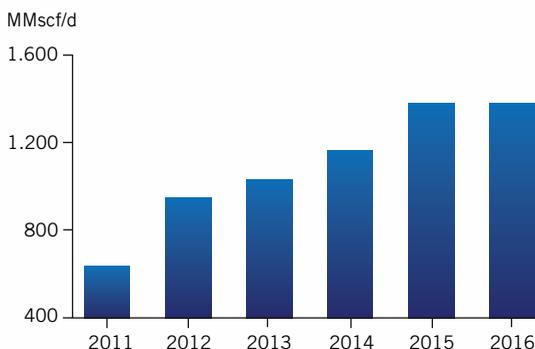
El desarrollo de shales en los Estados Unidos se dio gracias a una mezcla entre precios de gas y petróleo altos: dados por una necesidad creciente de gas en un mercado de precios desregulados; *facilities* y una red de distribución instalada y ociosa, condición que parcialmente se da en nuestro país, especialmente en el Neuquén. Servicios y materiales disponibles: una red de distribución, una cadena de proveedores de servicios muy desarrollada, y facilidad para acomodarse a la demanda creciente. Además, una tecnología disponible que se adecuó o desarrolló rápidamente acorde a lo demandado por los trabajos requeridos y *condiciones claras*.

¿Cómo se hace para reducir el tiempo de aprendizaje?

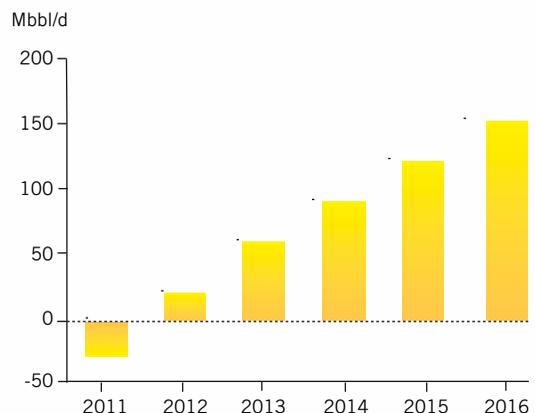
Es importante entender que si bien el conocimiento, la tecnología y experiencia de otras cuencas en otros países es muy valiosa, cada shale tiene su propia curva de aprendizaje que se debe transitar para llegar a un desarrollo optimizado.

Existen varias opciones para reducir el tiempo de aprendizaje. Si una compañía tiene bloques con potencial no convencional, se puede pensar en al menos dos opciones: la primera, desarrollar el área usando consultores, contratando personal en posiciones claves con experiencia y capacitando al resto de los empleados. Segunda, buscar un socio estratégico con conocimiento y experiencia en yacimientos no convencionales que se los transmita al personal local y lo capacite. Cualquiera de estas opciones –opinión no siempre compartida– debe ser complementada con una sana y generosa práctica de intercambio de experiencias.

Importación neta de gas



Importación neta de petróleo



>> Última tecnología
propia en equipos
de Perforación y
Workover

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



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

Una empresa de Nabors Drilling International Ltd.

www.nabors.com

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



Mauro Soares, gerente de Recursos No Convencionales de Tecpetrol

¿Por qué Vaca Muerta es un proyecto tan importante?

El *play* Vaca Muerta es relevante por su tamaño y por su potencialidad para abastecer de gas y petróleo a nuestro país y, eventualmente, generar excedentes exportables. Si bien el *play* de gas natural no se encuentra técnicamente probado, y ha habido muy poca actividad exploratoria orientada al gas, algunas estimaciones teóricas y académicas hablan de más de 200 tcf (trillones de pies cúbicos) de recursos de gas natural técnicamente recuperables. En cualquier caso, es importante no perder la perspectiva; comparados con un consumo anual de gas natural en el orden de los 2 tcf, la potencialidad del recurso para abastecer el mercado argentino es enorme, inclusive probando y desarrollando una pequeña porción del área total.

En cuanto al potencial de producción de petróleo, ya ha habido buenos resultados técnicos que indicarían que, en comparación, Vaca Muerta podría ser un productor de petróleo tan bueno o mejor que otros *plays* más estudiados y probados en América del Norte. Si bien nuestro país cuenta aún con excedentes exportables de petróleo, producir petróleo de Vaca Muerta podría compensar la declinación observada en la producción convencional de petróleos medianos y livianos que son muy demandados por las refinerías para la producción de combustibles para automóviles.

¿Cuáles son los principales cuellos de botella que tiene la actividad para desarrollar proyectos de *shale* en la Argentina?

La explotación comercial de *shale gas* y *shale oil* requiere altos niveles de aplicación tecnológica y de eficiencia operativa, además de altas inversiones por unidad producida ya que naturalmente este tipo de recurso (lutita de muy baja permeabilidad) es, en comparación, mucho menos productivo que un reservorio tradicional (arena permeable).

Los cuellos de botella sobre los que hace falta trabajar mediante planes concretos son varios y representan im-

portantes desafíos tanto para la industria de E&P como para las compañías de servicios, el aparato industrial nacional, el Gobierno nacional y el de las provincias, y para la sociedad como actor relevante. Me refiero, por ejemplo, a la disponibilidad de personal calificado, a la capacidad de atraer a los proveedores de tecnología, a la disponibilidad de materiales clave como la arena apuntalante (*proppant*) o el agua para fractura hidráulica. Pero, quizá, hoy el principal cuello de botella se encuentre en el acceso al capital de riesgo necesario para la inversión por realizar. El problema, en mi entender, se da tanto por la magnitud de las inversiones como por la dificultad de obtener financiamiento adecuado en el mercado. El flujo de fondos de las empresas no es suficiente por sí solo para financiar las inversiones necesarias, y es difícil atraer inversores financieros ya que muchos consideran que la regulación y el funcionamiento del mercado energético local hacen riesgoso el recupero de la inversión.

Un tercer cuello de botella mencionable lo constituye la propia estructura de la industria de E&P en la Argentina, con esto me refiero a la concentración en pocas empresas de grandes áreas prospectivas, mientras que, por ejemplo en los Estados Unidos, el desarrollo de los *plays* no convencionales ha sido mucho más dinámico por la existencia de numerosas empresas pequeñas e independientes con buen acceso al mercado de capitales. A esta situación, se suman algunas limitaciones impuestas por la existencia o carencia de reglamentaciones específicas. Adicionalmente, es necesario articular y simplificar la regulación, lo cual demandará un gran esfuerzo de articulación y cooperación a nivel local, provincial y nacional. La armonización de la regulación y la creación de nuevas disposiciones específicas en forma coordinada y efectiva son ciertamente un gran desafío del corto y mediano plazo.

En otra dimensión, el acceso y el uso de agua para fractura pueden convertirse rápidamente en un cuello de botella para el desarrollo de Vaca Muerta. La industria deberá trabajar muy activamente en el tema para procurar evitar demoras y regulación inadecuada. En este tema lo que no puede faltar es comunicación, información y espíritu cooperativo tanto entre empresas productoras como entre estas y los Gobiernos y la sociedad.



¿Cuáles son las características principales que diferencian la explotación de proyectos *shale* en la Argentina comparada con la de los proyectos de los Estados Unidos?

Técnica y geológicamente, cada *play* de *shale gas* o *shale oil* es diferente entre sí. Las tecnologías por aplicar son quizá diferentes entre Eagle Ford, Marcellus, Utica y Vaca Muerta, pero las soluciones existen o se pueden desarrollar aplicando el conocimiento existente y el que continuamente se genera en la industria (principalmente en los Estados Unidos). No creo que las cuestiones geológicas y técnicas puedan considerarse como diferencias sustanciales al comparar Vaca Muerta con otros *plays* en América del Norte porque estoy convencido de que se pueden resolver adecuadamente con estudio y adaptación a las particularidades locales.

En mi visión, las diferencias se encuentran más bien en el marco regulatorio y en la estructura misma de la industria y el mercado. En los Estados Unidos, el *upstream* cuenta con un sinnúmero de empresas de diversos tamaños que exploran, delimitan, desarrollan y explotan proyectos de petróleo y gas natural. El mercado es muy dinámico en todos los segmentos de la cadena de valor, y las empresas tienen acceso a mercados financieros para fondar sus proyectos y también para manejar su riesgo de precio de venta (*hedging*). Además, hay también competencia, dinamismo e innovación en el sector de servicios y materiales aplicados a *shales*.

Otra gran diferencia está en el régimen de propiedad del recurso. En los Estados Unidos, el recurso pertenece a privados que reciben una regalía por la extracción o pagos de diversa índole cuando el activo no está produciendo o cuando se lo contrata inicialmente (*lease*). Estos privados generalmente son locales y acumulan, invierten, gastan y pagan impuestos, lo cual genera puestos de trabajo y mejoras a la comunidad, que se beneficia en forma directa de la actividad. En nuestro país, el recurso es propiedad de las provincias y son ellas quienes reciben las regalías

y luego manejan el gasto a su discreción. Este mecanismo es más propenso a sufrir fricciones. Por último, otra diferencia importante es la presencia de sindicatos fuertemente politizados en nuestro país, algo que no existe como tal en los Estados Unidos.

¿Cómo se hace para reducir el tiempo de aprendizaje?

El tiempo de aprendizaje es totalmente comprensible, es decir, se puede aprender y ahorrar mucho tiempo y dinero “copiando” –en el buen sentido– lo que se hizo en otros lugares. Esto no deja de ser un gran desafío y para que así suceda, requiere de una muy buena planificación e integración de esfuerzos. Hay que ser conscientes de que la inversión necesaria y el riesgo asociado a estos desarrollos son muy grandes, y los proyectos son complejos desde todo punto de vista. Por ejemplo, la etapa inicial de exploración de un área de apenas 100 km² puede costar más de 100 millones de dólares y muy posiblemente, aunque sea exitosa, la producción de esos primeros pozos perforados alcance apenas para repagar una fracción del capital invertido. Esto diferencia la exploración convencional de la no convencional. En *shale* no hay un pozo descubridor que pague todos los gastos incurridos en la exploración, sino que el resultado de los trabajos exploratorios es contar con la información necesaria para ayudar a probar la comercialidad y a definir un plan de cientos de millones de dólares que, a la larga, harán casi insignificantes los gastos iniciales. Se dice mucho –y muy alegremente en mi entender– que el *shale gas* o el *shale oil* es menos riesgoso que la explotación convencional, pero no es así. El recurso es “masivo”, “ubicuo”, si se quiere, pero como todo reservorio no es homogéneo ni conocido a priori. La explotación comercial de los recursos de *shales* es compleja y requiere mucha inversión en pozos, fracturas, tecnología de análisis y optimización. Es una empresa de largo plazo, no una solución rápida ni mucho menos mágica. ■



EMPRESA NEUQUINA DE SERVICIOS DE INGENIERÍA S.E

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





El agua en la explotación de yacimientos no convencionales

Por **Ing. Juan Carlos Trombetta**

Uno de los elementos más importantes del desarrollo de *shale gas* es el agua; sus correctos tratamiento y utilización son esenciales para asegurar el cuidado del medio ambiente.

Los fluidos de fractura consisten principalmente en miles de metros cúbicos de agua mezclada con arenas de fractura y una variedad de aditivos químicos. Es fundamental destacar entonces que no sólo es relevante el disponer de un importante volumen de agua para inyectar, sino también saber qué se hará con el producido después del tratamiento de fractura.

La disposición del agua producida suele ser una preocupación para la industria. Después del tratamiento por fractura hidráulica, el fluido de fractura mezclado con agua de la formación comienza a retroceder en el *casing* hacia la cabeza del pozo, creando un fluido de retorno (*flowback*).

El 20% al 40% del agua usada para fractura retorna a la superficie como *flowback* y, más tarde, como agua de producción. Este fluido, además de los componentes de su formulación base, traerá consigo elementos que son parte de la formación misma y que se encuentran en las profundida-

des de fractura, aproximadamente 2.000 a 3.500 metros.

Uno de los ingredientes más notables son las sales de sodio y calcio, pero también estarán presentes el bario, estroncio, hierro, numerosos metales, petróleo, tensioactivos y otros componentes. La calidad de este *flowback* difiere según la geología de cada región y el tipo de fluido de fractura diseñado. Este fluido es tratado convenientemente antes de disponerlo, ya sea en pozos sumideros aprobados para tal fin o para su reuso en operaciones posteriores de fractura u otras aplicaciones.

Una vez tratado este fluido, se obtendrán al menos tres fases (agua, crudo y sólidos) que serán tratadas nuevamente antes de su disposición final. La tecnología y la infraestructura necesarias para estos tratamientos dependerán de cada caso en particular, pero se cuenta ya con diferentes alternativas y últimamente hay disponibles desarrollos de tratamiento con productos y equipamiento nacional de efectiva *performance* en nuestro país.



El fluido de fractura y sus componentes

El agua es un elemento importante para la mayoría de los tratamientos por fractura hidráulica, representa el 95% del total de componentes del fluido. La arena de fractura o agente sostén (*proppant*) es el otro constituyente de importancia en volumen. Se trata de un material granular, usualmente arena, que se mezcla con el fluido de fractura y su misión es mantener abierta o apuntalar la fractura producida al inyectar el fluido a alta presión y mantener la conductividad de fractura deseada.

Los fluidos predominantes utilizados para fractura son a base de agua mezclados con reductores de fricción que permiten que el fluido en sí más las arenas de fractura sean bombeados a la zona de interés a mayor caudal y menor presión que si se usara agua solamente.

En adición a los reductores de fricción, los otros aditivos químicos pueden ser ácidos diluidos para remover lodo de perforación de la pared del pozo, tensioactivos, biocidas y bactericidas para prevenir el crecimiento de microorganismos, agentes formadores de gel (entrecruzadores), estabilizadores de pH, ruptores de geles, estabilizantes de arcillas, inhibidores de corrosión e incrustación, cloruro de potasio, secuestrantes de oxígeno, entre algunos otros.

Es importante destacar que la mayoría de los aditivos usados en fluidos de fractura presentan riesgos muy bajos para la salud.

Estos aditivos, más las características del agua de la formación que está siendo fracturada, son los que a menudo dan la pauta del manejo del agua y las opciones de disposición o tratamiento.

El fluido de fractura es un producto formulado con precaución, y las empresas de servicio varían el diseño de estos fluidos, basadas en las características de la formación del reservorio y de los objetivos específicos del operador. La composición del fluido de fractura variará por yacimiento, empresa contratada y pozo. Los desafíos específicos por enfrentar son el tamaño de la operación, el volumen de agua por manejar, el desarrollo bacteriano, el transporte de arena de fractura, el contenido de hierro, la estabilidad y la ruptura del fluido de fractura.

No todos los pozos requerirán cada especie de aditivo; aun más, si bien hay diversas fórmulas para cada tipo de aditivo, usualmente se requiere sólo uno o un poco de cada especie. La concentración promedio de estos aditivos está comprendida entre el 0,5% y 2% del total del fluido.

Tipos de fluidos de fractura

El desarrollo de fluidos de fractura específicos para cada situación está en constante evolución. El diseño de un fluido de fractura se basa en los siguientes parámetros:

- Tipo de fluido.
- Viscosidad requerida.
- Reología del fluido.
- Costo.
- Experiencia con el tipo de formación.
- Disponibilidad de materiales.
- Tipo de arena de fractura.

Los fluidos pueden ser basados en geles lineales acuosos, fluidos de fractura basados en hidrocarburos, geles entrecruzados, espumas (o con reductor de fricción). Los fluidos de base acuosa son los de mayor uso, debido a su bajo costo, alta *performance*, gran capacidad de soporte, aceptables para el medio ambiente y fáciles de manejar. A continuación se detalla cada tipo:

Fluido de gel lineal acuoso: son formulados con un rango amplio de polímeros en base acuosa. Los polímeros normalmente utilizados son: goma guar; hidroxipropil guar (HPG), hidroxietil celulosa (HEC) y carboximetil hidroxipropil guar (CMHPG). Estos polímeros son productos en polvo que se hidratan o hinchan al mezclarse con agua y forman un gel viscoso.

Fluidos base hidrocarburo: son indicados para formaciones sensibles al agua. Normalmente utilizan querosén gelificado, diésel, productos destilados y varios aceites. Se usan sales de aluminio de ácidos fosfórico orgánicos para elevar la viscosidad, dar capacidad de transporte de las arenas de fractura y mejorar la estabilidad a la

temperatura. Comparados con los fluidos base agua, estos son más caros y más difíciles de manejar.

Fluidos de geles entrecruzados: algunos son geles de fractura que se obtienen al utilizar boro para entrecruzar los polímeros hidratados y así proveer un incremento de la viscosidad. Los polímeros mayormente utilizados son goma guar y HPG. Otra variante es la que contempla el uso de compuestos organometálicos para lograr el entrecruzamiento. Los más difundidos son los que utilizan complejos de zirconio y titanio combinados con goma guar, HPG y CMHPG.

Fluidos base espuma: contienen una fase líquida (usualmente gelificada), un agente espumante y una fase interna generalmente nitrógeno o dióxido de carbono. Se utilizan en formaciones de baja presión y sensibles al agua. La desventaja del uso de estos fluidos es que no trabajan con alta concentración de arenas, su costo, así como del equipo para aplicarlo, es muy alto y son antieconómicos comparados con los fluidos base agua.

Control de la calidad del agua producida y su tratamiento

Hemos hecho una descripción de los distintos componentes factibles de estar presentes en un fluido de fractura para ahora dedicarnos a ver los efectos en el ambiente del

retorno de este fluido a la superficie. Luego, nos referiremos a las alternativas de tratamiento del *flowback* y el de sus componentes posterior a su procesamiento.

Luego de que la fractura se ha realizado, se comenzará a producir agua junto con el gas o crudo producido. Una parte es fluido de fractura que retorna y otra, el agua de formación natural. No importa la procedencia: este retorno siempre debe ser controlado.

En los Estados Unidos, por ejemplo, los Estados, los Gobiernos locales y las compañías operadoras buscan la forma de controlar el agua producida de forma de proteger las fuentes de agua superficial y subterránea y de reducir la demanda futura de agua dulce. Bajo la consigna de “reducir, re-usar y reciclar”, estos grupos examinan los métodos tradicionales e innovadores para administrar, tratar y disponer el agua producida luego de las operaciones de fractura hidráulica.

El agua es generalmente controlada a través de una variedad de mecanismos que incluyen la inyección subterránea (pozos sumideros), tratamiento y vuelco, y reciclado. Permanentemente se están desarrollando nuevas tecnologías de tratamiento que se suman a las aplicaciones de tratamientos ya existentes, que suelen ser efectivas, para tratar el agua producida y poder reutilizarla en una variedad de aplicaciones. Esto permite que el agua asociada a operaciones de *shale* pueda visualizarse como potencial fuente de recurso de agua para fractura.

En algunos estados de los Estados Unidos, incluso, el agua es inyectada en pozos sumideros y almacenada allí;



gasmarra
energy

**un compromiso/
negocios y servicios confiables**

+ comercialización de gas natural + capacidad de transporte
+ hidrocarburos líquidos + negocios en E&P y energía

www.gasmarra.com.ar

Dardo Rocha 3168 2ºA · Martínez · Buenos Aires · tel/fax: +5411 4717-6000
Andrés Braconi · cel. +54911 5755-0101 · andres.braconi@gasmarra.com.ar

ENARSA habla con hechos

PARQUE EÓLICO EL TORDILLO

A través de su alianza con la Provincia del Chubut, y en línea con el Plan Estratégico Nacional de Energía Eólica definido por el gobierno nacional, ENARSA se apresta a poner en marcha el primer parque eólico argentino de gran potencia, en las proximidades de la ciudad de Comodoro Rivadavia.

Con una capacidad de generación del orden de los 60 MW, y aerogeneradores fabricados con un piso de 80 % de producción nacional, este proyecto no solo promueve el uso de energías limpias y renovables sino que es, además, un impulso decisivo para la creación de diversas industrias de fabricación local.

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



Energía Argentina S.A.



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





promedio de 60.000 bbl por pozo estimulado, indudablemente que esta cifra es muy significativa.

Manejo de fluidos y su almacenamiento

Los fluidos que se manejan antes y después de la fractura, generalmente, deben ser almacenados en el lugar de trabajo y transportados desde la fuente de suministro hasta el punto final de tratamiento o disposición.

En las operaciones realizadas en los Estados Unidos, los fluidos usados para fractura generalmente son almacenados en tanques o lagunas artificiales debidamente aisladas o recubiertas con *film* protector. Los fluidos de retorno o *flowback* también se envían a tanques o piletas realizadas en tierra siguiendo normas ambientales y revestidas.

Todos los componentes del fluido de fractura incluyendo el agua, arenas de fractura y aditivos químicos, deben ser administrados en forma adecuada en el sitio de trabajo antes, durante y después de la fractura. Idealmente, los componentes del fluido de fractura deberán mezclarse entre sí sólo cuando se los necesite.

Almacenamiento en lagunas artificiales: deben cumplir con las disposiciones locales, buenas prácticas industriales y especificación del *film* protector, según las autoridades de los Estados Unidos.

En diversas operaciones de ese país, varios operadores han convenido en centralizar el uso de estas lagunas para aumentar la eficiencia y limitar su número, que deberán ser construidas de forma tal que conserven su integridad estructural durante toda su vida útil. Se deberá prever cualquier potencial pérdida por infiltración. Estas lagunas son usadas en varios estados de los Estados Unidos para almacenar fluidos por largos períodos y se las localiza distantes de cursos de agua superficiales.

Almacenamiento en tanques: en los Estados Unidos, muchos operadores utilizan tanques metálicos para almacenar fluidos por inyectar y los producidos por ope-

vale destacar que el control de estos sumideros está a cargo del Underground Injection Control Program (UIC) of the Federal Safe Drinking Water Act. El programa es diseñado para confinar el agua producida en una zona apta para inyección, de esta forma se evita su contacto con el agua dulce existente.

Como ejemplo vale citar el caso de Pennsylvania en donde el agua producida es reciclada. Las salmueras producidas son difíciles y costosas de tratar, y la salinidad de este efluente crea altos niveles de sólidos totales disueltos (TDS, por su sigla en inglés). Un tratamiento incompleto de estas salmueras crea una situación donde los altos TDS traen problemas en las plantas de potabilización como la formación de trihalometanos (THM). Los TDS reaccionan con el cloro que se agrega en la etapa de potabilización y se forman así los TTHM.

En febrero 2012, en *Oil and Gas Facilities –SPE* se publicó una tabla con el costo en Bakken para el manejo del agua en estas estimulaciones: obtener el agua cruda 0,25/1,75 U\$S/bbl; transporte 0,63/5,00 U\$S/bbl y para disponer del agua entre 0,5/9,0 U\$S/bbl. En definitiva, el costo se ubica entre 2,0 y 16,8 U\$S/bbl. Sobre una base



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

Scrapers

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

Servicios

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



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

raciones de fractura en lugar de lagunas artificiales. Estos tanques deben cumplir con los estándares establecidos por los Estados y lo mismo aplicaría a nuestro país, donde la ley de hidrocarburos establece los requisitos que se deben cumplir para estas instalaciones.

Administración y disposición del agua asociada con fractura hidráulica

Según las normativas estadounidenses, en general, todos los fluidos, incluyendo los de fractura y *flowback*, deberían ser removidos de la locación una vez terminada la operación. Adicionalmente y en el caso de usarse lagunas artificiales, estas deben eliminarse luego de terminada la operación.

El agua utilizada en ciertos procedimientos de fractura suele disponerse de las siguientes formas:

- 1) Es inyectada en pozos sumideros de acuerdo con reglamentaciones locales.
- 2) Es transportada a plantas de tratamiento dependiendo de los permisos de cada zona (en ciertas regiones, el agua es tratada para remover los agentes contaminantes, cumplir con los parámetros de calidad y luego volcada a la superficie).
- 3) Reuso/reciclado.
- 4) Otros usos industriales.
- 5) Tratamiento *in situ*.

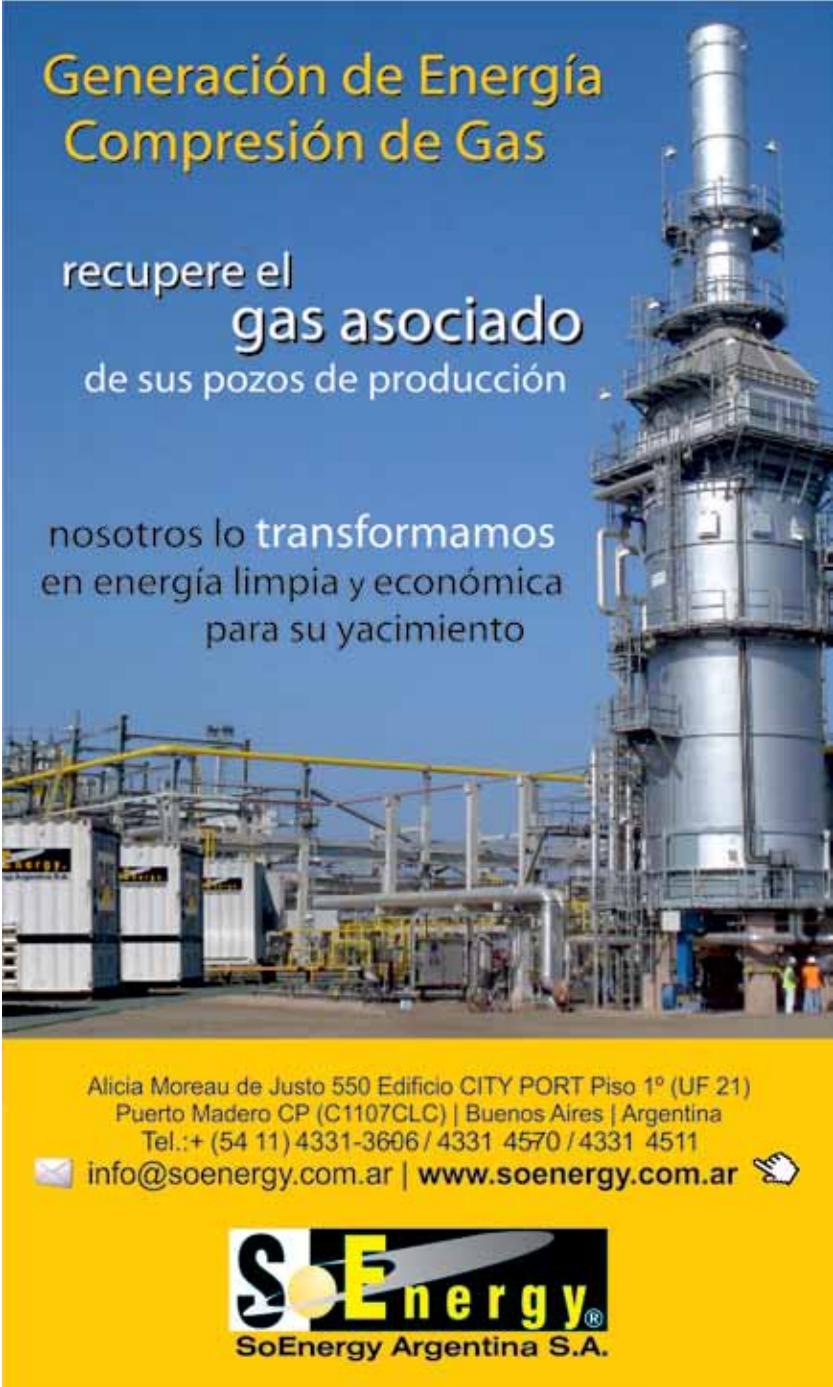
Las opciones de disposición dependen de una variedad de factores, incluyendo la disponibilidad de zonas aptas para la inyección y la posibilidad de obtener permisos para hacerlo; la capacidad de tratamiento de las plantas antes citadas y la habilidad del operador de obtener los permisos de descarga.

En nuestro país, se está utilizando la opción 1 por ahora, pero en breve deberán contemplarse alternativas de tratamiento de los fluidos producidos ya que no sólo es importante tener siempre el control de la contaminación, sino también aprovechar mejor una fuente de suministro de agua muy importante para futuros trabajos de fractura y otras aplicaciones.

Pozos sumideros: la disposición de los fluidos de retorno en pozos sumideros, donde esta práctica es factible, es reconocida como una actividad bien regulada y efectiva. La API (American Petroleum Institute) ha publicado varios documentos relativos al tema (www.api.org/Publications/).

Plantas de tratamiento de desechos industriales: muchos operadores estadounidenses entienden que los requerimientos de disposición futuros no van a permitir tratar estos fluidos en las plantas disponibles para el tratamiento de desechos industriales. Por ello, una solución alternativa es la construcción de plantas (propias o de terceros) operadas por cooperativas o una empresa relacionada con el medio ambiente. En muchas zonas, se están instalando en forma temporal plantas de tratamiento o se están utilizando plantas móviles. Estas plantas pueden aliviar o reducir el uso de camiones para transportar los efluentes.

Reuso/reciclado: es un hecho que es mucho más práctico tratar el agua para que cumpla con especificacio-



**Generación de Energía
Compresión de Gas**

recupere el
gas asociado
de sus pozos de producción

nosotros lo transformamos
en energía limpia y económica
para su yacimiento

Alicia Moreau de Justo 550 Edificio CITY PORT Piso 1º (UF 21)
Puerto Madero CP (C1107CLG) | Buenos Aires | Argentina
Tel.: + (54 11) 4331-3606 / 4331 4570 / 4331 4511
✉ info@soenergy.com.ar | www.soenergy.com.ar 🖱️

SoEnergy
SoEnergy Argentina S.A.

nes para ser reutilizada en futuros trabajos de fractura que tratarla para que reúna los requisitos para devolverla a la fuente o volcarla en la superficie.

La reutilización del *flowback* provee una solución práctica para contrarrestar los efectos de la baja disponibilidad de agua dulce y las dificultosas situaciones de disposición.

El agua de formación y el retorno del fluido de fractura pueden ser reutilizados para fractura dependiendo de la calidad del agua. La salinidad, los sólidos disueltos y las características generales de este fluido pueden variar dependiendo de la geología de la formación y del estrato rocoso. Por ejemplo, la salinidad del agua puede estar comprendida entre salobre (5.000 a 35.000 ppm), salina (35.000 a 50.000 ppm) a salmuera supersaturada (50.000 a más de 200.000 ppm).

Otra de las características del agua que pueden influir en las posibilidades de reuso en fractura, incluye la concentración de hidrocarburos, sólidos suspendidos, sustancias orgánicas solubles, hierro, calcio, magnesio, trazas de benceno, boro, silicatos y, tal vez, otros compuestos.

Se están adaptando avances tecnológicos aplicados a otros tratamientos de agua industrial, para tratar las de alta salinidad proveniente de fracturas hidráulicas y que incluyen la ósmosis inversa y la innovación en membranas.

Asimismo, se está ajustando la tecnología de destilación para mejorar la efectividad del actual tratamiento del agua de retorno entre un 75% y un 80%. Sin embargo, la destilación es también un proceso energético intensivo

que puede resultar una opción sólo en operaciones con mejoras tecnológicas, para incrementar la efectividad del tratamiento y la eficiencia total del proceso. Alentar esta alternativa requiere de un planeamiento cuidadoso y del conocimiento minucioso de la composición del *flowback* y del agua de formación. Requiere de la selección apropiada de productos químicos y diseño del tratamiento.

Otros usos industriales: puede considerarse el uso de agua proveniente del *flowback* en otras aplicaciones, pero esto va a depender de las consideraciones de la locación. Una aplicación puede ser la perforación; otra podría ser la reinyección para operaciones de secundaria o incluso, preparar salmueras o, como ya vimos, nuevas operaciones de fractura. Lo cierto es que para cualesquiera de estas potenciales aplicaciones, se requerirá un tratamiento adecuado.

Tratamiento in situ: a continuación veremos un ejemplo de este sistema de tratamiento. El yacimiento Pinedale Anticline ubicado en el sudeste de Wyoming, es un ejemplo de cómo el reciclado del agua ha contribuido significativamente para tener disponibilidad de este recurso para el desarrollo del yacimiento. El proceso de fractura se realiza durante las 24 horas a razón de 3 a 4 días por pozo. El volumen de fluido de fractura asciende a unos 30.000 bbl, y la recuperación inicial está comprendida entre 25% y 50%.

Hasta el año 2004, el fluido de fractura no se procesa-

Plantas Industriales

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

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

WWW.ZOXISA.COM.AR

ZOXI

LIDER EN REVESTIMIENTOS ANTICORROSIVOS

Revestimiento interno y externo de tubulares | Centralizadores Inyectados | Señalización



con el objeto de optimizar su rentabilidad en la operación"

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

Revestimiento exterior ZPE80 en tubing para pozos de producción e inyección

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

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

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

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

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

Fabricación de Señalización Industrial e Imagen Corporativa



Sistema de Gestión de Calidad
Certificado desde Enero del 2002



No hay manera que pueda realizar cambios de I/O del sistema antes de la puesta en marcha. Sin embargo, no podemos hacer la puesta en marcha hasta que el cambio se realice.

TU PUEDES HACERLO



DELTA V

Obtiene la Flexibilidad que necesitas—donde y cuando lo necesites—con Electronic Marshalling.

Un proyecto con calendario apretado y cambios en los requisitos son la norma, no la excepción, por lo que Emerson hace fácil su manejo eliminando por completo el recableado. Sólo con DeltaV Electronic Marshalling puede eliminar el cableado cuando quieras y donde quieras, independientemente del tipo de señal y las estrategias de control. Es la flexibilidad de añadir entradas/salidas hoy, mañana o dentro de diez años. Ve cómo DeltaV Electronic Marshall lo hace fácil, escanea el código o visita: IOonDemandCalculator.com



The Emerson logo is a trademark and a service mark of Emerson Electric Co. © 2011 Emerson Electric Co.



EMERSON
Process Management

EMERSON. CONSIDER IT SOLVED.

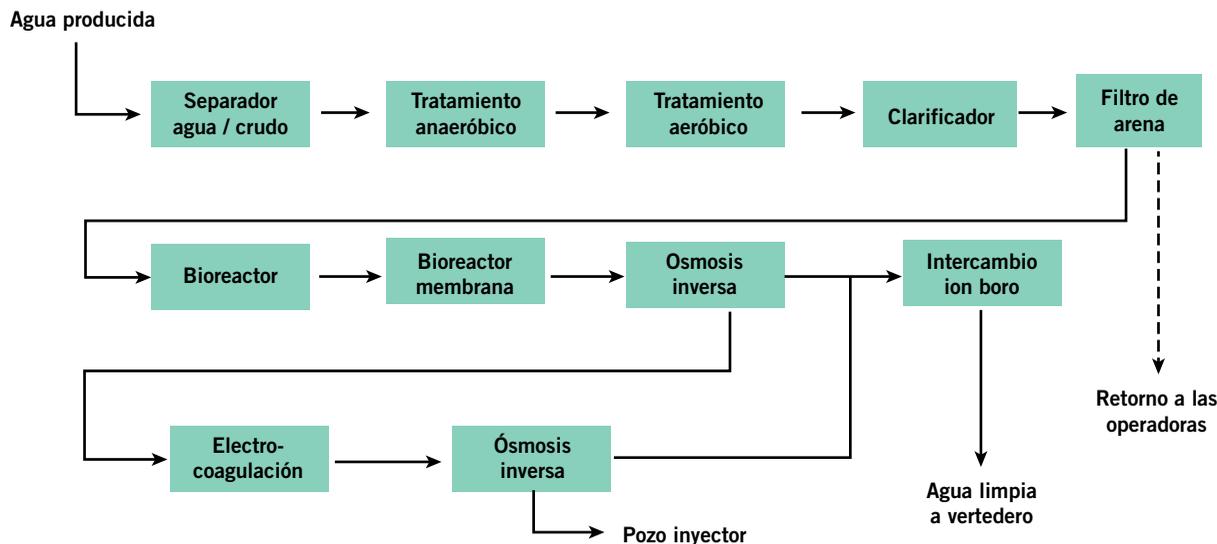


Figura 1. Sistema de tratamiento in situ del yacimiento Pinedale Anticline.

ba, el agua producida y el *flowback* eran transportados en camiones e inyectados en pozos sumideros o dispuestos en lagunas para su evaporación. El reciclado del fluido comienza en 2006 en una planta que recibe los efluentes de las operadoras y debe tratarse variadas mezclas de geles de goma guar; poliacrilamidas, una variedad de aditivos de fractura y un alto valor de sólidos suspendidos. Una vez tratados estos retornos, el procesado vuelve a los operadores para más aplicaciones de campo.

El proceso en Pinedale Anticline, como se muestra en la figura 1, fue diseñado y construido para lograr el desarrollo del yacimiento en tres fases. La primera usó tratamientos biológicos anaeróbico y aeróbico seguidos por clarificación y filtración para limpiar el agua producida y el *flowback*, a un caudal suficiente para abastecer fracturas en forma continua. En los primeros cuatro años de trabajo, esta planta procesó más de 22 millones de barriles de agua de fractura.

La segunda fase fue designada para procesar más agua para perforación y cementación, construcciones de superficie y otros desarrollos de campo. Para cumplir con los requerimientos de descarga a ríos, se utilizó un bioreactor con membrana, ósmosis inversa y proceso de intercambio iónico para así eliminar componentes como el metanol, aromáticos disueltos, boro y sólidos disueltos.

Las sales inorgánicas se lograron reducir de 8000 mg/l a menos de 100 mg/l; el boro se redujo de un promedio de 20 mg/l a menos de 0,75 mg/l, y la materia orgánica fue removida por debajo de los niveles de detección.

La tercera fase incorporó la electrocoagulación y un segundo tratamiento de ósmosis inversa para cumplir con los requerimientos para inyección en pozos.

Experiencias en la Argentina con fluidos de fractura

Con el objetivo de poder extrapolar la aplicación de tecnología local a los inminentes proyectos de fractura para obtención de petróleo y gas de forma no convencional, se llevaron a cabo dos experiencias en las provincias de Chubut y Santa Cruz con fluidos de fractura convencionales.

Desde luego, los volúmenes de fluido de fractura con-

vencional son sustancialmente menores a los que se utilizan en operaciones de *shale*. Sin embargo, el trabajo realizado permitió comprobar la factibilidad de implementar un sistema de tratamiento, la eficacia de los productos químicos de fabricación local, la posibilidad de separar el efluente en tres fases bien identificadas y planificar alternativas de tratamiento ulterior para cada una de estas fases, utilizando equipamiento disponible en campo y otros provistos por empresas de servicio.

El fluido por tratar se recibió en el lugar de procesado por medio de camiones que volcaron su contenido en tanques provistos de sistema de agitación.

Todo crudo que pudo separarse mientras se descargaba el camión, tanto como aquel que se separó en los tanques por medios físico-químicos, se pasó a otro tanque o módulo de tratamiento calefaccionado.

El tiempo de residencia es fundamental para permitir una separación natural de fases entre el agua y el crudo si no se cuenta con un sistema de separación inducida. Dado el volumen significativamente mayor por tratar en fracturas de yacimientos no convencionales, se requirieron unidades de flotación por gas inducido (IGF) que permiten la separación de fases en forma continua y rápida.

La adición de agentes desemulsionantes ha sido de ayuda para permitir la obtención de crudo de acuerdo a las especificaciones para su envío a la planta de tratamiento.

La fase acuosa con sólidos en suspensión recibió un tratamiento en tanques destinados para tal fin. Allí se realizó el ajuste de pH seguido del agregado de aditivo ruptor de geles. La adición de un coagulante, seleccionado por ensayos previos de laboratorio, completó la separación de fases para obtener agua clarificada (sólidos suspendidos < 5 ppm).

El agua fue transferida a un tanque de agua tratada para el agregado de biocidas, la realización de los ajustes de pH finales y su posterior retorno a campo para su reuso.

Los sólidos acumulados en los tanques de tratamiento de la fase acuosa se transfirieron a otro módulo con agitación lenta donde se procedió al agregado de floculante selectivo que permitió desaguar estos barros y hacerlos aptos para tratarlos en una centrífuga.

Este trabajo fue realizado íntegramente por empresas nacionales, tanto de asesoramiento y servicio como de

The Energy Flows Through Us™



LUFKIN

www.lufkin-arg.com



Desafíos normativos que presenta la nueva modalidad operativa (*shale y tight sand*)

La utilización de grandes volúmenes de agua para realizar las operaciones de fractura hidráulica genera, en consecuencia, grandes volúmenes de retorno. La Argentina, a raíz de la implementación de esta tecnología no convencional de obtención de gas y crudo deberá enfrentar un desafío muy importante en términos de proteger el medio ambiente y minimizar la utilización de recursos no renovables.

Haciendo historia, desde que allá por 1907 comenzó la actividad petrolera en el país y hasta la década de 1990, no existía a nivel mundial una conciencia medioambiental como la que afortunadamente hoy ya se tiene.

Esta nueva técnica extractiva trae diversos impactos ambientales que se agregan a los conocidos, principalmente sobre el suelo y el agua, superficial y subterránea.

Hagamos un resumen de las leyes y resoluciones que aplican a la actividad hidrocarburífera vigente:

manufactura de productos químicos, que constantemente se dedican al desarrollo de nuevas formulaciones y de mejoras en los diseños de equipos para contar con un sistema integral y tratar los retornos de fluido de fractura.

Plantas de tratamiento móviles

Es importante destacar que hay muchos diseños disponibles de plantas móviles que han probado su eficiencia en varios yacimientos de los Estados Unidos. Algunos de estos sistemas incluyen un lecho filtrante seguido de ozonización, separación por centrifugado y filtración adicional por filtros a cartucho y membranas. La ozonización combina el uso de ozono, ultrasonido y electroprecipitación. El agua supersaturada en ozono es mezclada con el efluente por flasheo usando cavitación hidrodinámica.

Transductores ultrasónicos inician la flotación de crudo y sólidos suspendidos por generación de gas disuelto y la conversión de ozono a radicales hidroxilo que oxidarán todo compuesto orgánico en nanosegundos. La cavitación ultrasónica convierte las partículas grandes en pequeñas, que facilitan la remoción por flotación.

Otro caso es el de los sistemas de evaporación diseñados para reciclar el agua de fractura en el lugar de la operación. Trabajan por recompresión mecánica del vapor y se obtiene agua destilada y un concentrado de sales que van a una planta de cristalización para obtención de cloruro de sodio.

Ensayos hechos con agua producida en el yacimiento Marcellus muestran la factibilidad de tratar agua con alto contenido de sólidos disueltos.

Los métodos tradicionales de pretratamiento de aguas producidas antes de someterlas a evaporación térmica incluyen la oxidación y el tratamiento con calcio para precipitar hierro y manganeso, y remover sólidos suspendidos. En los casos en que se tengan altos valores de bario y radio, se requiere de un pretratamiento que incluye el intercambio iónico, la nanofiltración, precipitación de sulfatos y carbonatos y absorción de dióxido de manganeso.

Luego se pasa al proceso de evaporación y cristalización en el que se obtiene cloruro de sodio y agua destilada.

Estos son apenas unos ejemplos y nuevas alternativas que se están considerando y evaluando en forma continua.

República Argentina

- Res. SEN 105/92: establece las normas y procedimientos para la protección del medio ambiente durante la exploración y explotación de hidrocarburos.
- Ley Nacional N.º 24.051: ley de residuos peligrosos.
- Resolución 252/93: guía que orienta para la preparación de estudios ambientales exigidos por la Resolución 105/92.
- Resolución SEN 341/1993: aprueba el cronograma y normas para el reacondicionamiento de piletas y de restauración de suelos.
- Resolución SEN 342/1993: establece la estructura de los planes de contingencia.
- Resolución SEN 419/1993: auditorías de seguridad.
- Decreto N.º 437/93: de la evaluación ambiental previa a la actividad petrolera.
- Decreto N.º 831/1993: reglamenta la Ley N.º 24.051.
- Ley N.º 25.675: Ley General del Ambiente.
- Resolución SEN 5/95: normas y procedimientos sobre abandono de pozos y su revisión en el Decreto 1631/2006.
- Ley N.º 25.612/2002 que regula la gestión integral de residuos de origen industrial y de actividades de servicio, que sean generados en todo el territorio nacional, y sean derivados de procesos industriales o de actividades de servicios.
- Ley N.º 25.675/2002: denominada "Ley General del Ambiente" que establece los presupuestos mínimos para el logro de una gestión sustentable y adecuada del ambiente, la preservación y protección de la diversidad biológica y la implementación del desarrollo sustentable. La política ambiental argentina está sujeta al cumplimiento de los siguientes principios: de congruencia, de prevención, precautorio, de equidad intergeneracional, de progresividad, de responsabilidad, de subsidiariedad, de sustentabilidad, de solidaridad y de cooperación.
- Ley N.º 25.688/2002: establece el "Régimen de Gestión Ambiental de Aguas" que consagra los presump-

tos mínimos ambientales para la preservación de las aguas, su aprovechamiento y uso racional. Para las cuencas interjurisdiccionales se crean los comités de cuencas hídricas.

- Resolución SEN 24/04: establece los procedimientos para la presentación de denuncias de incidentes ambientales.
- Resolución SEN 25/04: normas de presentación de estudios ambientales.
- Resolución SEN 785/05: programa nacional de control de pérdidas en tanques aéreos de almacenamiento de hidrocarburos y sus derivados.

Provincia del Neuquén

- Ley Nro. 899: Código de aguas.
- Decreto N.º 2756/83: reglamenta el uso de aguas públicas.
- Ley N.º 1875 (T.O. ordenado 2267): ley de prevención, conservación, defensa y mejoramiento del medio ambiente.
- Decreto N.º 2656/99: reglamenta la Ley N.º 1875.
- Disposición N.º 312/05: disposición final de los efluentes cloacales en los campamentos instalados con motivo del desarrollo de las actividades hidrocarburíferas.
- Ley N.º 2600: establece el certificado de aptitud ambiental.
- Decreto N.º 1905/09: reglamenta la Ley N.º 2600.
- Ley N.º 2666: reglamenta la actividad hidrocarburífera y actividad minera.
- Aplicación del sistema de locación seca, control de sólidos, tratamiento de lodos y *cutting*. Estudio de Sensibilidad Ambiental. Presentación. Obligatoriedad.
- Disposición SSMA N.º 111/10: utilización de mantas oleofílicas para la prevención de derrames, durante la perforación, *workover* o *pulling* de los pozos (no se aplica en los casos de perforación bajo el sistema de locación seca).
- Decreto 1483/12 de agosto de 2012, reglamenta las normas y procedimientos para exploración y desarrollo de reservorios no convencionales.

Conceptualmente, los trabajos para yacimientos *shale* son similares a los yacimientos convencionales, por ello se puede considerar que los riesgos ambientales derivados de la explotación de reservas *tight* y *shale*

no difieren sustancialmente de los generados por la explotación convencional.

Sí es importante resaltar algunos aspectos que deberían adicionarse a la normativa actual para contemplar aspectos como: determinar previamente la presencia de napas y acuíferos que serán afectados por la perforación; limitar los procedimientos de fractura a menos de una determinada profundidad o a menos de una determinada distancia de ríos, lagos, arroyos, acuíferos o áreas naturales protegidas.

Respecto del agua superficial, sería importante cuantificar y proyectar el suministro, sumándole la obligato-

EDVSA
ELECTRIFICADORA DEL VALLE S.A.

FLEXIBILIDAD
RESPALDO
EXPERIENCIA

ISO 9001
ISO 14001
OHSAS 18001

Trabajamos con energía. Invertimos para crecer

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

www.edvsa.com

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

riedad de su reutilización y reglamentar sobre el destino final del volumen de agua no reutilizada.

Como vimos, existe a nivel nacional y provincial una profusa y completa normativa, actualmente aplicable a la explotación convencional que puede, cambiando y agregando lo que corresponda, ser aplicada a esta nueva modalidad.

Considerar el cumplimiento de normativas que preserven el medio ambiente y la vida toda, también dará una idea real del costo de explotación y, entonces, saber si es factible y rentable aplicar esta tecnología. Es deseable que por ningún concepto se planifique un proyecto de esta naturaleza omitiendo los costos implícitos en la preservación de recursos, el tratamiento y disposición de efluentes y el cuidado del medio ambiente.

Conclusiones

Las fracturas hidráulicas para obtención de petróleo y gas por métodos no convencionales requieren de un gran volumen de agua.

El agua producida de las operaciones de fractura debe tratarse.

Los desafíos específicos por enfrentar son: tamaño de la operación, volumen de agua por manejar, desarrollo bacteriano, transporte de arena de fractura, estabilidad y ruptura del fluido de fractura. Es tan relevante el disponer del agua para inyectar, como saber qué se hará con el producido tras el tratamiento de fractura.

Se deberá prever cualquier potencial pérdida por infiltración y tener todas las precauciones para que esto no ocasione ningún problema al medio ambiente.

El agua tratada puede ser utilizada para muchas otras aplicaciones de campo como la perforación, inyección secundaria, preparación de salmueras, etcétera.

De acuerdo a la experiencia estadounidense, el costo de obtener y tratar el agua juega un papel muy importante en la economía del proyecto.

Si bien el desarrollo convencional es nuevo en la Argentina, existen muchas empresas con la experiencia suficiente que vienen trabajando desde hace décadas en el tratamiento de aguas.

Por esa razón, disponemos de productos, tecnología y diseño de equipamiento para tratar los fluidos de fractura; su desarrollo y crecimiento están disponibles para acompañar la implementación de la fractura en nuestro país.

La Nación, las provincias y operadores deben unir esfuerzos e invertir en el control y tratamiento del agua producida. ■

Ing. Juan Carlos Trombetta es ingeniero químico por la Universidad de Buenos Aires. Tiene más de 30 años de experiencia adquirida en empresas multinacionales trabajando en el uso y aplicación de productos y sistemas para operaciones de separación sólido-líquido; el tratamiento de las aguas de fractura y la utilizada en recuperación secundaria y terciaria de petróleo; el diseño y puesta en marcha de tecnologías e instalaciones de superficie en proyectos EOR/IOR y tecnologías para modificación de perfiles de inyección. Asimismo, es fundador de JCT Consultores.





La elección inteligente para prestaciones de alta exigencia.

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

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



Caños de acero

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

Tuberías ERFV

- Line pipe API 15HR y accesorios.



TUBHIER



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



ISO-9001
ISO-14001
OHSAS-18001

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



Gentileza: Ing Julio Vivas Hoht

La arena I

Características del agente de sostén utilizado en reservorios no convencionales

Por **Ing. Emmanuel d'Huteau**

Dado el interés que despierta actualmente la posibilidad de desarrollos *shale* en la Argentina, uno de los factores cruciales es, sin duda, la utilización de arena. En este trabajo se describen las características del agente de sostén que se utiliza en la fractura hidráulica.

La primera fractura realizada en la Argentina por la empresa YPF fue en el año 1959. Desde entonces, las tecnologías y criterios de diseños han evolucionado fuertemente, y ahora, con el comienzo de la explotación de los reservorios de *shale gas* y *shale oil* los cambios son aún mayores. Estos cambios modifican también la visión de los agentes de sostén que necesitamos para este tipo de reservorios.

En efecto, con el inicio de la producción masiva de los yacimientos *tight gas* y luego la de los *shale*, la cantidad de operaciones de fracturas se incrementó fuertemente, primero en los Estados Unidos y luego en el resto de los países productores. Eso obligó a diversificar las fuentes de producción de agente de sostén (arenas y sintéticos), a veces sacrificando la calidad final del producto.

En vista de ello, para control de calidad en la industria,

se instauraron como base las normas del American Petroleum Institute API RP 19 B (ISO 13503-2) y API RP 19 C (ISO 13503-5). Sin embargo, en el uso diario, y tras hablar con numerosos supervisores de fractura en los Estados Unidos, se escucha con frecuencia que utilizan el agente de sostén que encuentran en el mercado, y no siempre realizado con el material que cumple con las normas.

Surgen entonces dos preguntas que están ligadas entre sí, y que por el momento no han sido claramente respondidas en la industria.

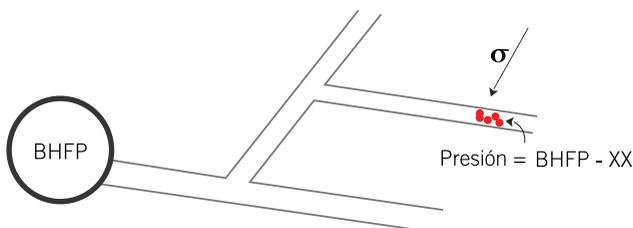
La primera es: si utilizamos un agente de sostén que no cumple con las normas ¿las producciones resultantes serán óptimas?

Y la segunda: ¿cuáles son los requerimientos reales para un agente de sostén en un proyecto *shale*? Trataremos de abrir la discusión sobre esta última pregunta.

Esfuerzo efectivo sobre el agente de sostén

Para definir el tipo de agente de sostén por utilizar es necesario conocer el esfuerzo al cual será sometido:

Esfuerzo efectivo = Estrés – Presión poral dentro la fractura.



En los reservorios convencionales se suele considerar de manera conservadora que la presión poral es igual a la presión de producción en fondo de pozo (BHFP). Sin embargo, en un sistema de fracturas dendríticas, como las generadas en *shale*, debemos considerar una pérdida de presión a lo largo de la fractura y, por ende, la presión poral lejos del pozo será mayor que la presión cerca de los punzados. Esto significa que el agente de sostén que fue desplazado lejos dentro la fractura (las primeras concentraciones que fueron bombeadas) será sometido a un menor esfuerzo efectivo y no siempre va requerir ser del mismo tipo que el agente de sostén bombeado al final del tratamiento.

Si, por ejemplo, consideramos un reservorio sobrepresurizado a 2.800 m con un estrés de 8.270 psi (0,95 psi/pie) y una presión poral de 6.420 psi (0,7 psi/pie) en la cercanía del pozo (condición más desfavorable), necesitaríamos un agente de sostén que resista los 10.000 psi. Pero si a mitad de la fractura consideramos una caída de presión de reservorio de 50%, el esfuerzo efectivo sería sólo de: Esfuerzo efectivo = $8.720 - 6.420/2 = 5.510$ psi.

En este caso, se requiere de un agente de sostén para 6.000 psi (6 K).

Tamaño requerido (malla)

En fracturas convencionales, donde se trabaja con geles de alta viscosidad, se pretende siempre generar un canal de alta conductividad, por lo cual, se busca trabajar con granulometría de 20/40 a 12/20.

En este tipo de reservorios, una malla fina como la 100 es raramente utilizada y no es considerada como agente de sostén, pero sí como reductor de filtrado.

En reservorios *shale* buscamos, primero, generar una red de fracturas de poco ancho que se crucen en varias direcciones y, sobre el final, generar una fractura principal corta que las conecte al pozo. Es la analogía de una red de caminos secundarios que lleven a los coches a la autopista que termina en la ciudad.

El ancho, en la red de fractura, será mínimo. Además, los granos de agente de sostén deberán dar una y otra vuelta para pasar de una a otra fractura. En consecuencia, se necesitan primero granos muy finos (por ejemplo: malla 100) y luego aumentarlos gradualmente hacia mallas mayores (30/50 o 20/40).

Redondez y esfericidad

La forma ideal del agente de sostén es aquella que dará mayor resistencia a la compresión y a la vez mayor porosidad y permeabilidad al empaque, o sea, esférica. Los materiales sintéticos (bauxitas o cerámicas) son los que más se aproximan a una esfera. Para las arenas es conveniente que se aplique la norma que las regula (redondez y esfericidad promedio mayor a 0,6) ya que, en caso contrario, la conductividad sería demasiado reducida.

Resistencia a la compresión

Cuando se rompen, los granos de agente de sostén generan una cierta cantidad de partículas finas, la cuales se reacomodan y terminan por tapar los poros del empaque. En consecuencia, es importante conocer la resistencia a la compresión de los diferentes agentes de sostén por utilizar en cada operación, y cuáles serán los esfuerzos efectivos a los cuales serán sometidos dentro de la fractura a lo largo de la vida del pozo.

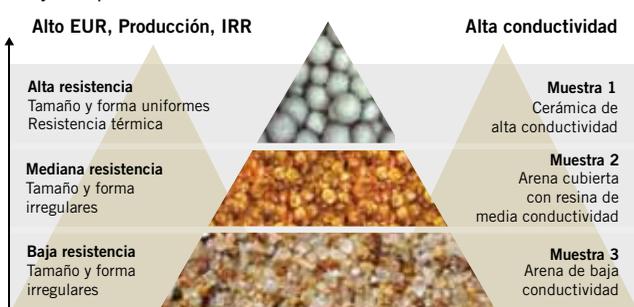
La norma API no especifica un valor máximo de finos permitido, pero se suele tomar un valor de 10% como máximo. Es importante definir bien cuál será la presión de confinamiento a la que será sometido el agente de sostén, ya que un material que será descartado por su resistencia a 10.000 psi (10 K) será más que suficiente a 6.000 psi (6 K).

Conductividad

El ensayo de conductividad requiere de más tiempo y equipamiento que los demás ensayos, y no es utilizado para un control de calidad de rutina. Hoy sabemos que hay una serie de reacciones en la cara de la fractura entre el agente de sostén, el fluido y la misma roca. Hay pocas muestras de coronas y, por lo tanto, hay muy pocas muestras de formación en condiciones para hacer los ensayos. En consecuencia, los ensayos serán solamente para comparar diferentes materiales.

Es necesario tener curvas de conductividad de cada tipo de agente de sostén para diferentes presiones de confinamiento, y luego hacer los controles de calidad con los ensayos anteriores.

La jerarquía de la conductividad



Resinados

Las arenas naturales tienen una resistencia menor que los agentes sintéticos. Además, teniendo en cuenta las grandes cantidades por mover, será cada vez más difícil encontrar arenas de alta calidad. Cuando se recubren los granos con una película muy fina de resina se mejora la calidad del material, esto se debe a:

- Se obtiene una mejor distribución de los esfuerzos entre granos, lo que incrementa la resistencia a la compresión del empaque.
- Los finos generados por la rotura de grano quedan atrapados dentro de la resina y, por ese motivo, no tapan los poros del empaque, y no reducen su conductividad.

Hay diferentes calidades de resina y de resinado, por lo cual una arena resinada de buena calidad puede técnicamente competir con agentes sintéticos a un menor costo.

Conclusiones

Al momento de elegir qué agente de sostén utilizar, en más de una ocasión estaremos obligados a tener en cuenta los materiales que están disponibles.

No es necesario utilizar durante todo el tratamiento un agente de sostén de alta calidad, por el contrario, se puede utilizar primero arenas naturales, y terminar con

un agente de sostén de mayor calidad, ya sea una arena resinada o un agente de sostén sintético.

En vista de los grandes volúmenes de agentes de sostén requeridos para este tipo de reservorios, su costo pasa a ser un ítem muy importante en el total de la completación del pozo.

Por lo tanto, es imperativo contar con alternativas al producto importado, es decir, generar las condiciones para poder producir agente de sostén en el país, en cantidad y calidad requeridas para el desarrollo de reservorios no convencionales. ■

Ing. Emmanuel d'Huteau es ingeniero mecánico por l'Ecole Nationale Supérieure des Arts et Industries de Strasbourg, Francia. Desde hace más de 30 años trabaja en el sector de los hidrocarburos en las empresas Schlumberger e YPF, principalmente en el área de ingeniería de estimulación.



NACE
INTERNATIONAL

iapg
INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETROLEO Y DEL GAS

El IAPG es el único licenciario en la Argentina para el dictado de cursos de NACE, la Asociación Americana de Ingenieros de Corrosión.

Estos cursos, de reconocido prestigio internacional y alto nivel académico, incluyen los Programas de Protección Catódica y de Inspector de Recubrimientos. Ambos Programas ofrecen la posibilidad de obtener la Certificación Internacional validada por NACE.

Los próximos cursos que se dictarán, son:

PROGRAMA DE INSPECTOR DE RECUBRIMIENTOS

- **CIP - Nivel1**
Primera edición: Buenos Aires, 24 al 29 de septiembre de 2012
Segunda edición: Buenos Aires, 1 al 6 de octubre de 2012

PROGRAMA DE PROTECCION CATODICA

- **CP1 - ENSAYISTA DE PROTECCIÓN CATÓDICA**
Buenos Aires, 5 al 10 de noviembre de 2012
- **CP2 - TÉCNICO EN PROTECCIÓN CATÓDICA**
Buenos Aires, 12 al 17 de noviembre de 2012

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



Desde el yacimiento al mercado. No busque más que a ABB.

ABB posee una completa oferta de alto valor agregado que va desde el yacimiento hasta el producto final. Nos destacamos por la variedad de equipamiento, habilidades y servicios para desarrollar una solución completa y dedicada a fortalecer toda la operación, desde el yacimiento hasta el mercado, no importando el tamaño del proyecto. Por eso, no busque más que a ABB para sus necesidades en la industria del petróleo y del gas.

Nuestra oferta incluye: sistemas de control y automatización, sistemas eléctricos, ingeniería, procurement y construcción. Servicios. Sistemas integrados de telecomunicaciones.

Para mayor información, visítenos en www.abb.com/ar

 facebook.com/ABBArgentina  [@ABB_Argentina](https://twitter.com/ABB_Argentina)



Power and productivity
for a better world™



La arena II

“La elección de la arena es una de las decisiones más importantes en la etapa exploratoria”

Los expertos aseguran que cada yacimiento de *shale* es diferente al resto, sin embargo subyace un número de factores comunes.

Esta es una entrevista al Lic. Gervasio Barzola, vicepresidente de Superficie y Desarrollo para la empresa Pioneer, responsable de la Exploración, *appraisal* y Desarrollo del *play* Eagle Ford Shale (Texas).

¿Cómo resolvieron el problema del suministro del agente de sostén (arena) en Eagle Ford?

En los Estados Unidos, debido al estado de desarrollo anterior de varios de sus *plays* de *shale*, la disponibilidad del agente de sostén no fue un problema en la etapa de exploración del Eagle Ford, debido que había un mercado existente. Una vez que la industria entró en la etapa de desarrollo masivo, unos dos años después de los primeros pozos, las fuentes de suministro ya se habían acomodado a la demanda, sobre todo con contratos con las operadoras a largo plazo. En el caso de Pioneer, se usaron fuentes de suministro de *ceramic proppant* o de sostén sintético y tiene dos fuentes: una local en Georgia y otra en China. Por otro lado, la *white sand* (o simplemente arena) también es de origen local, de la región de los Grandes Lagos (Michigan, Wisconsin, Ohio). En la Argentina aún

no existe un desarrollo sostenido que utilice este tipo de material por lo que es clave tener planes sustentables y compromisos firmes con las fuentes.

¿Cómo es la logística?

Todos los productos de los Estados Unidos viajan por tren hacia el sur de Texas y de ahí se los transfiere a camiones para su entrega en los pozos. El *ceramic proppant* de China viaja en bolsas de 3.000 libras en camiones desde la fábrica hasta el puerto de Shanghái y de allí, por barco, hasta el puerto de Corpus Christi, en Texas. Luego, va en camiones hasta un depósito en nuestras operaciones donde se lo desembolsa. La última etapa es llevarlo en camiones hasta su destino final.

¿Cuánto consumen de agente de sostén por pozo y cuánto en el año?

Comenzamos nuestro programa de exploración del Eagle Ford Play en el año 2006 haciendo pequeñas fracturas en pozos verticales para entender su potencial. Las cantidades de agentes sostén en esa etapa fueron mínimas, hasta 200.000 libras por pozo, y no hubo ningún problema de acceso al mercado. En el año 2008, se comenzó a perforar pozos horizontales en el Eagle Ford utilizando alrededor de 2 millones de libras por pozo. Durante 2009 ya expandió su programa de exploración y desarrollo, y utilizamos alrededor de 5 millones de libras de agente de sostén por pozo, alrededor de 800/1.000 libras por pie. Actualmente, se usa un promedio de 5 millones de libras por pozo, durante el 2011 usamos unos 380 millones de libras y proyectamos usar unos 540 millones en el 2012.

¿El suministro de agente sostén proviene todo de la misma fuente o también compran partes más seleccionadas?

Nos caracterizamos por estandarizar nuestro proceso de terminación de los pozos en el período de exploración, uti-



lizando la misma cantidad de agente de sostén, fluido, perforaciones, etc. Así que el objetivo principal de tal estrategia fue relacionar cambios en la *performance* de los pozos de exploración con cambios puros en el reservorio (contenido de arcillas, presión, tipo de fluidos, etc.) sin modificar una de las variables importantes. Creemos que si uno cambia el tipo de terminaciones en la etapa exploratoria, está agregando una variable que dificulta el análisis de los resultados y la comparación de las áreas bajo estudio. En toda la etapa de exploración sólo usamos cerámico ultraliviano.

Y, actualmente, en la etapa de desarrollo usamos dos tipos de agentes de sostén: arena y cerámico ultraliviano. Tras analizar los resultados de nuestra campaña exploratoria, se decidió que había áreas que no necesitaban del cerámico ultraliviano y que se podía usar arena de fractura en su lugar, lo cual tiene un impacto importante en los costos.

En el presente, en el Eagle Ford se usa, además, la llamada "arena marrón" (*brown sand*) originaria de Texas; varios tipos de arena con cobertura de resinas (*resin coated sand*, de las que hay al menos cuatro categorías), *white sand* (la de los grandes lagos), y el *ceramic proppant* (del que hay varias densidades y resistencias, y tres categorías principales).

¿Cuáles son los costos aproximados por bolsa/kg allí?

La *white sand* cuesta aproximadamente U\$S0,10/libra antes de ser entregada al pozo, y el cerámico ultraliviano, U\$S0,35/libra. La elección del agente de sostén es una de las decisiones más importantes en la etapa exploratoria y de desarrollo de este tipo de proyectos debido al impacto en el costo total de los pozos: puede alcanzar hasta el 20% del costo total de un pozo terminado.





del pozo, sino que es recomendable tener un año de datos para poder entender el impacto en la *performance*. Una forma de analizarlo es, ya comenzada la etapa de desarrollo, terminar dos pozos cercanos entre sí, en donde no se observen variaciones geológicas, de posicionamiento, etc., y ver si al utilizar dos tipos de agentes de sostén diferentes, se produce un impacto notable en la *performance*.

¿Cómo es la calidad del agente de sostén que obtienen comparada con el sintético?

El tema importante por definir cuando se está en el momento de elegir el agente de sostén es entender no sólo la presión de cierre –la presión a la cual el agente de sostén va a colapsar–, sino también su conductividad. El cerámico sintético provee una mayor resistencia al colapso, pero se debe utilizar siempre y cuando se estime que las condiciones de reservorio son tales como para generar ese colapso. A una presión de cierre de 12,000 psi (*closure*), el cerámico provee alrededor de 5 veces la conductividad de la arena. En otras palabras, a altas presiones, la arena se va a quebrar antes. Por ejemplo en Eagle Ford está probado que hay partes del *play* en las que es necesario poner cerámico sintético, mientras que en otras partes, más someras, con menor presión, la arena *white sand* tiene el mismo resultado.

El impacto del tipo de agente de sostén no se puede analizar con los datos iniciales de presión y producción

Gervasio Barzola se graduó en la Universidad de Córdoba. Ha trabajado en OXY durante 10 años en Buenos Aires, Mendoza y Bakersfield (California). Desde 1998 se ha desempeñado en Pioneer liderando proyectos de exploración que llevaron al descubrimiento de importantes reservas de gas en el fractured basement (*basamento fracturado*) y en la sección Pre-Cuyo de la Cuenca Neuquina. En 2002 se trasladó a Texas, donde sigue trabajando para Pioneer.

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

VYP
CONSULTORES S.A.

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

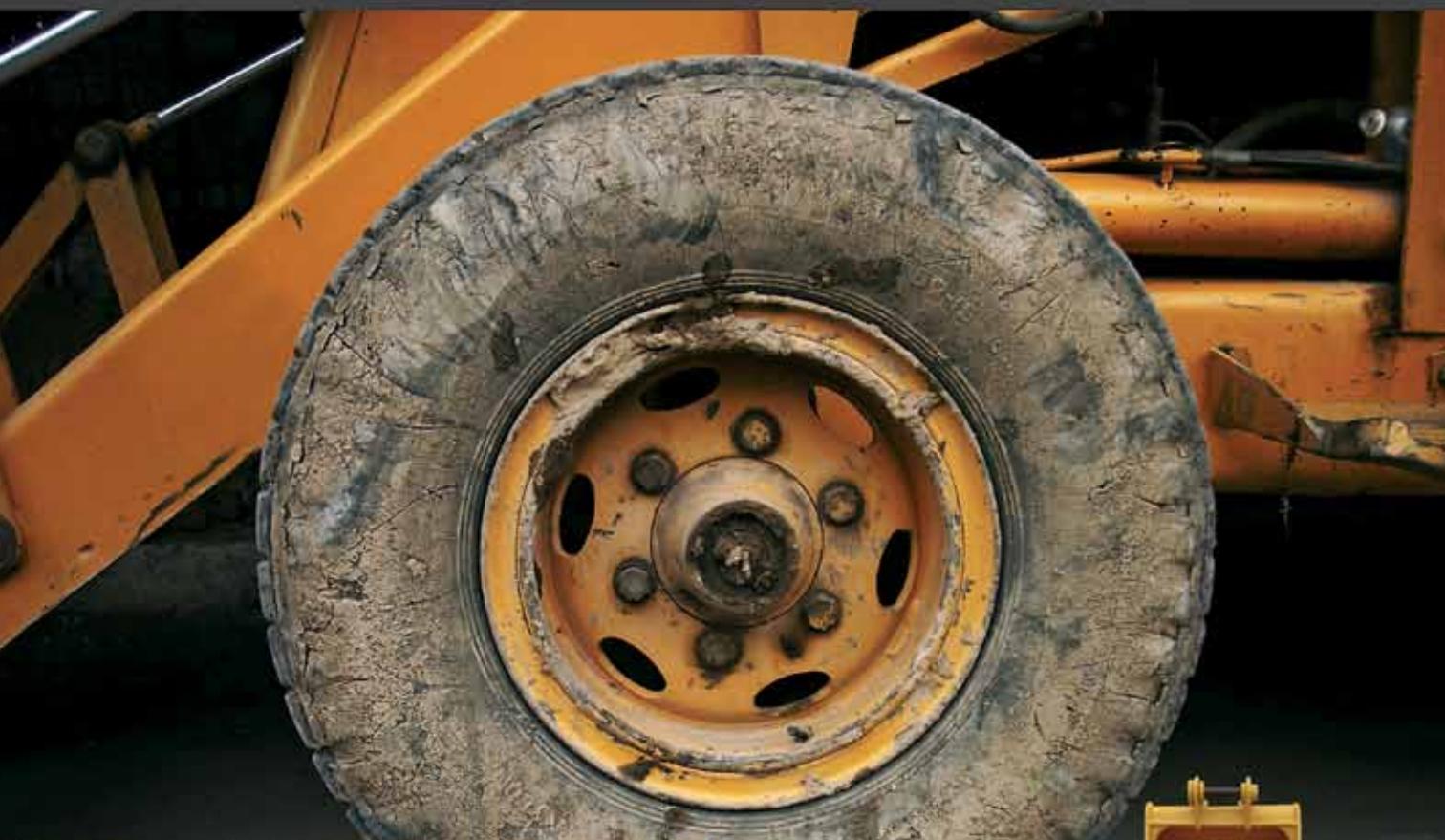
Fax
(54-11) 5256-6319

website
www.vyp.com.ar

email
info@vyp.com.ar

MÁS DE 30 AÑOS ENSUCIÁNDONOS LAS BOTAS

WWW.MILICIC.COM.AR



- OBRAS DE INFRAESTRUCTURA
- OBRAS CIVILES INDUSTRIALES
- GRANDES MOVIMIENTOS DE SUELOS
- DUCTOS Y MONTAJES MECÁNICOS
- SERVICIOS DE HIGIENE URBANA
- OBRAS PARA LA MINERÍA

LIMA 355 PISO 11 OF. C
BUENOS AIRES - TEL. 01143835776

AV. 9 DE JULIO 920
SANTA MARÍA - CATAMARCA

AV. PTE PERÓN 8110
ROSARIO - TEL 0341 4095600

MILICIC



Lecciones aprendidas en los *plays* no convencionales norteamericanos:

George King: “No hay dos yacimientos de *shale* iguales, ni siquiera dos pozos iguales”

Por Lic. Guisela Masarik

El Ing. George King, uno de los expertos internacionales más reconocidos en el ámbito de los recursos no convencionales repasa las lecciones aprendidas en el desarrollo de reservorios de *shale gas* y *shale oil* en los Estados Unidos y Canadá desde la década de 1980. Insiste en que cada yacimiento tiene características particulares y redobra su apuesta por la tecnología y por el intercambio de información entre empresas.

“Una vez que se sabe que hay gas y petróleo ahí abajo, no se trata de si puedo o no puedo hacerlo producir: se trata de cuánto tiempo y cuántos fondos me va a llevar hacerlo producir”, dijo George King (Apache), Y agregó: “Si hay hidrocarburos, y tenemos la tecnología, lo vamos a sacar”. Así lo dijo ante una audiencia congregada con motivo del Congreso Latinoamericano y del Caribe de Perforación, Terminación, Reparación y Servicio de Pozos, organizado por el IAPG del 7 al 10 de agosto en Buenos Aires.

Y lo reafirmó posteriormente ante *Petrotecnia*. King es uno de los expertos más renombrados que ha trabajado casi desde el principio del desarrollo de reservorios no convencionales en los Estados Unidos, Canadá y México, donde se trabaja en más de 40 áreas de *shale oil* y *shale gas*. “De todas esas áreas, unas 20 han sido perforadas y

desarrolladas en cierta medida, y la mitad de esta cifra tiene explotación económica a precios marginales del gas". Se refiere a las cuencas de Marcellus, Barnett, y de las áreas de acumulación de *shale gas* y de algunos desarrollos como Eagle Ford, utica y, en menor medida, de algunas áreas que también tienen *shale oil*.

En tanto, el *shale gas* ha sido el gran transformador del desarrollo de combustibles fósiles, explicó, puesto que ha propiciado cosas muy buenas al aumentar las reservas de petróleo y gas, "pero hasta conocer su naturaleza, también ha tenido resistencia por parte de los grupos más convencionales, por las empresas que producían otras formas de energía y por grupos medioambientales que no tenían toda la información".

King se explayó en Buenos Aires sobre los aspectos técnicos y habló de la información reunida en su experiencia recogida en 10 cuencas, a lo largo de toda América del Norte.

Pero también se refirió a lo que puede lograrse en la Argentina, puntualmente en la formación Vaca Muerta, ya que si bien en todo momento aclaró que cada formación es diferente y hay que aplicarle distinto tratamiento aunque estén separadas "incluso cada pozo, aunque esté separado de otro por pocos metros" ya que el aprendizaje es "una vía de dos manos".

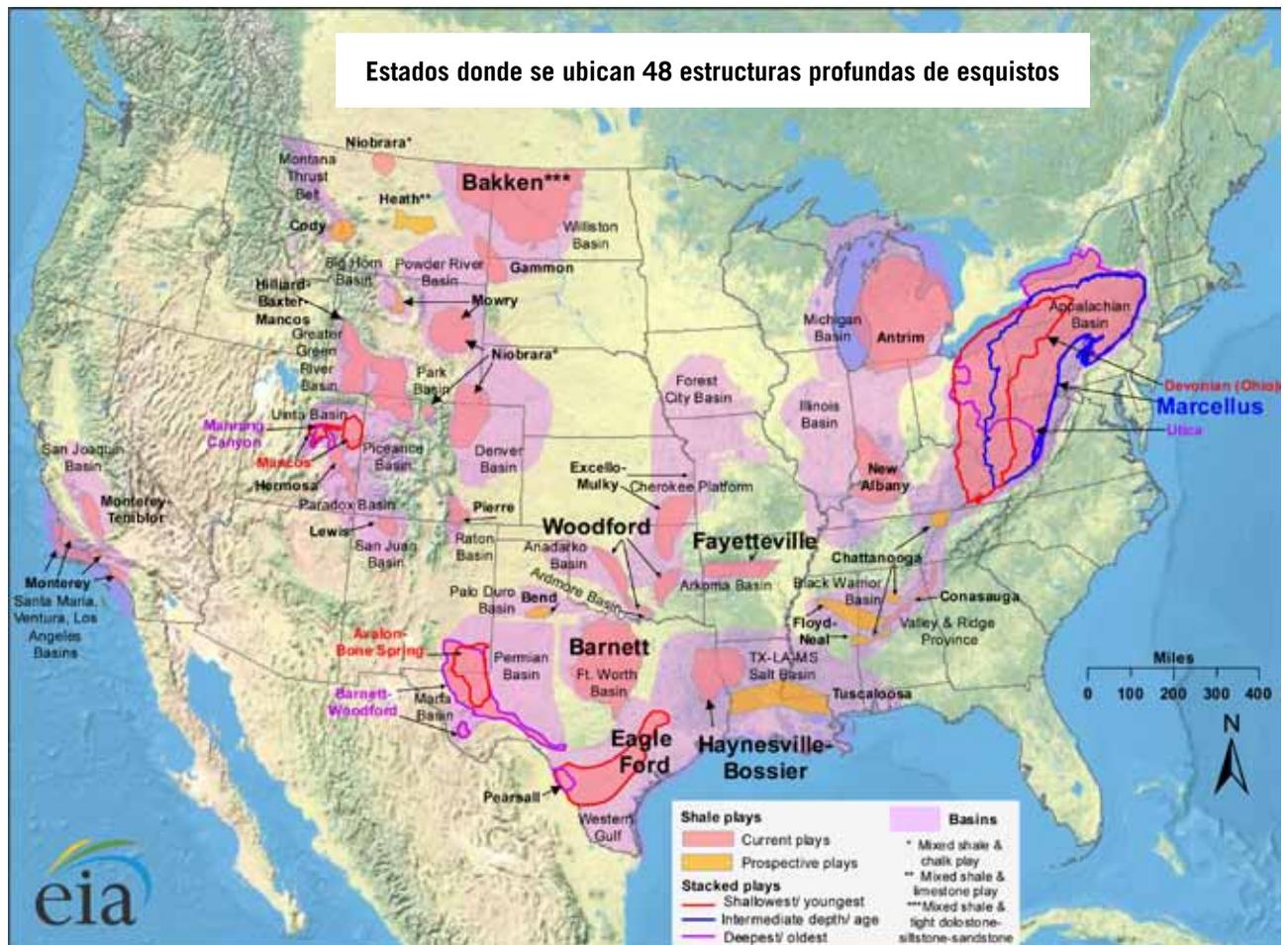
En su breve repaso por las áreas producidas en los países del hemisferio norte, donde las reservas que se han

generado "son enormes y se espera aun más producción, la cual ya está avanzando y vamos a cumplir las expectativas", se detuvo a analizar cuáles son los factores que inciden en estas reservas de gas, por ejemplo las tecnologías, ya que otras formas han estado disminuyendo a lo largo del tiempo, como en Alaska, "debido a la falta de transporte para llegar a las áreas incorporadas: el gas sale bien, pero el transporte es fundamental para el gas y el petróleo obtenidos de manera no convencional y allí el transporte se dificulta por estar en zonas alejadas".

"En el mundo hay una enorme cantidad de *shale gas* que rivaliza con cualquier otra forma de gas convencional y no convencional que esté disponible para transporte. Lo crítico es la ubicación de estas reservas de gas: el transporte de gas líquido de petróleo, la transmisión de gas en gasoductos o el transporte de gas comprimido en gasoductos, son todas tecnologías que ya han sido desarrolladas, pero que están limitadas por la economía, la demanda del mercado y por el costo de desarrollar estos yacimientos".

Mencionó datos obtenidos de la EIA, la Agencia de Información de Energía del Gobierno estadounidense, en 2011, para certificar que "en general, gracias al *shale*, el crecimiento de las reservas ha sido enorme en todo el mundo".

Destacó en todo momento el papel de la tecnología: "Hay alguna que ya disponemos y otra que podremos tener a futuro, que permitirá que mucho gas se vuelva



Fuente: Información de la Administración de Energía basada en datos obtenidos de varios estudios publicados. Actualizado a mayo, 2011.



“El *shale gas* y *shale oil* son recursos muy difíciles de desarrollar y se requiere de buena tecnología para hacerlo, y esta se desarrolla tanto en el campo como en el laboratorio, y tiene que ser compartida a través de acuerdos de cooperación de la industria para estar en condiciones de llevarnos al modo de desarrollo rápido que necesita el resto del mundo”, expresó King. Encerraba en esta frase algunos de los conceptos cruciales desde su óptica para un adecuado desarrollo de los proyectos: tecnología, trabajo en equipo y compartir información.

Una cuestión de costos

Los costos de los pozos varían considerablemente según el tipo de *shale*, aseguró King: “Pueden variar desde US\$1,2 millones hasta US\$10 millones por pozo”. La fracturación se ha convertido en la parte más cara, debido a que se utilizan hasta 10 fracturaciones por pozo.

Los precios de gas varían considerablemente en la región de América del Norte, por la demanda creciente en la industria de este producto básico, por el clima, y por muchos otros factores. Los precios bajos que se dieron recientemente allí tienen el efecto negativo de reducir el esfuerzo en gas no convencional, pero aumentan el mercado para el gas. Muchas empresas ahora ven un beneficio en los costos de la energía, y según varios estudios, se están abriendo puestos de trabajos directos e indirectos debido a los precios del gas, es decir, hay un crecimiento también en ese aspecto. Paralelamente, estamos analizando el gas natural comprimido que se utiliza en autos y camiones, tras darnos cuenta de que debemos hacer crecer este mercado con un precio estable y un desarrollo pleno.

Hay otro fenómeno, relató King, y es que se ha estudiado la producción de gas y el porqué se llega a una baja de producción en el primer año. “Y resulta que es típico en la formación fracturada: si bien la producción paga mucho de la inversión en ese primer pozo, se necesita un precio alto o moderado para poder cancelar rápidamente las deudas incurridas, de manera que el precio sea estable y que haya un buen retorno de la inversión”. Y a pesar de que luego la producción se reduce, la ventaja es que esto sucede a lo largo de un período muy extenso.

Tenemos que recordar en todo momento, dijo el inge-

recuperable, tenemos registro de cómo esto ha sucedido en los últimos 10 años”, aseguró.

Y describió el impulso tomado desde hace varios años para mejorar la tecnología que ayuda a producir más *shale gas*: “El primer pozo para gas de esquisto fue cavado a mano en 1820, pero recién en los últimos 20 años se lograron niveles de perforación importantes para desarrollar estos enormes recursos”.

De 1980 en adelante, dijo, se podía recuperar el 1% del gas. Sólo cuando se desarrollaron la fracturación con agua aceitosa, en lugar de geles o espumantes, y las fracturas hidráulicas múltiples en vez de fracturas hidráulicas individuales, la fracturación fue una forma dominante para abastecer el gas.

El escaso gas técnicamente recuperable en esos años aumentó lentamente hasta la década del 2000 y, desde entonces, el crecimiento fue vertiginoso, hasta alcanzar casi 500 tcf de gas recuperable.

Año	% OGIP Recuperado (OGIP = gas original <i>in situ</i>)	Tecnologías aplicadas	Esquistos en desarrollo	Precio promedio del gas \$/mmbtu	Reservas tecnológicamente recuperables (TRR)
		Fuente: King, SPE 142596			
1980-89	1%	Pozos verticales, fracturación con gel a bajo caudal	Devonian	\$1,98	<0,3 tcf
1990-99	1,5% a 2%	Primera fractura con espuma y emulsión en arcillas	Devonian	\$1,91	↓
2001	2% a 4%	Fracturación con emulsión con grandes caudales	Barnett	\$4,25	
2004	5% a 8%	Preferentemente en pozos horizontales, 2 a 4 fracturaciones	Barnett	\$6,10	
2006	8% a 12%	En pozos horizontales, 6 a 8 fracturaciones, estimulaciones, pruebas con agua reciclada	Barnett	\$7,25	
2008	12% a 30%	16 y más fracturas por pozo incremento de la petrofísica	Barnett	\$9 (cae)	
2010	30% a 40%	Tecnología de la curva de declinación aplicada en la fracturación	Haynesville	\$4,20	
2011	30% a 45% (estructuras muy profundas)	Desarrollos por capas drenan 6000 acres, se reemplaza agua fresca por salada para fracturaciones	Horn River	\$4,00	
Futuro	¿Proyectos?	Nuevos químicos, fracturas con agua salada, menores volúmenes de agua utilizados, tráfico reducido de camiones, perforación por capas, equipos y bombas electrificados.	Numerous	Depende del mercado	>480 tcf

Patrocina



Corporación

La fuerza que transforma Bolivia

www.ypfb.gob.bo

BOLIVIA

LA PAZ

Cochabamba

Santa Cruz

Oruro

SUCRE

PARTICIPA EN LA CONFERENCIA SUDAMERICANA DE MEDIDORES ULTRASÓNICOS 2012.

La Conferencia está estructurada para permitir el análisis abierto sobre las mediciones ultrasónicas desde el punto de vista del usuario. Fabricantes ofrecerán temas importantes tales como:

- Resultados recientes de investigación sobre los efectos de instalación
- Diagnósticos de medidores ultrasónicos
- Acondicionamiento del flujo
- Los últimos avances en tecnologías de medidores ultrasónicos

La Conferencia Internacional de Medidores Ultrasónicos 2012 se llevará a cabo del 10 al 12 de octubre en el Hotel Los Tajibos & Centro de Convenciones en Santa Cruz, Bolivia. Se impartirán cursos de capacitación del 2 al 9 de octubre:

- Medición Avanzada de Hidrocarburos (2 al 5)
- Control de Procesos Estadísticos (3 al 4)
- Fundamentos de medidores ultrasónicos de Gas y Líquidos (8 al 9)

Para más información de la Conferencia Internacional de Medidores Ultrasónicos o para inscribirse en línea en los cursos de capacitación, visite <https://www.ceesi.com/register> o si lo prefiere, puede inscribirse llamando al Hotel Los Tajibos, Departamento de Eventos, contactar a la Sra. Patricia Saucedo al Tel 342-1000 interno 5307.

Colorado Engineering Experiment Station, Inc.

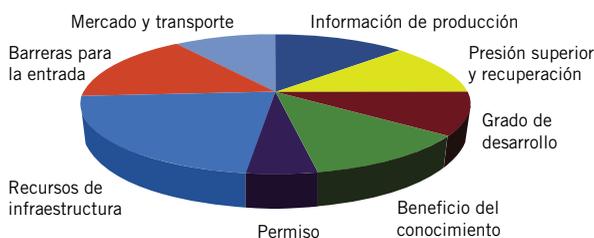
niero de Apache, que estamos aprendiendo, que se trata de hidrocarburos no convencionales, y que son pozos que han estado produciendo durante diez años. “Esto nos da una base de lo que puede pasar en el futuro, una esperanza de recuperación de reservas, mayor aún que la que creíamos posible”.

Y agregó: “En líneas generales, un precio alto o bajo dependerá del tipo de esquisto, del área en que se está trabajando, del precio del transporte disponible, del costo de la perforación y del precio que uno recibe por el gas. Es decir, que no tenemos un único factor que estipule el precio que vamos a recibir por el *shale gas*. En los Estados Unidos teníamos un precio bastante bueno y ha estado cayendo desde entonces”.

Haciendo memoria, explicó que el primer *shale gas* comercializable fue el de la formación Barnett: en 1982 había 100 pozos perforados antes de que empezara a aumentar la producción inicial, y sólo llegó a tasas muy altas a medida que se fue avanzando. “Fue la primera fracturación con agua, pozos horizontales con fracturas múltiples y secuenciales, lo que logró incrementar esto”. Y el cambio afectó las tasas de productividad. “Habíamos arrancado con una recuperación del 1% del gas in situ y hoy estamos en una recuperación de entre el 30% y 35%: esto se debe a la tecnología que fue involucrada en este tema, que cuesta mucho dinero”.

Cada pozo es diferente

“Quizás los esquistos parecen ser iguales a simple vista, pero realmente tienen muchas diferencias una vez dentro del pozo –aseguró King–. Veamos la siguiente rueda de características: fracturas, presión, espesor, fragilidad, etcétera. La diferencia mencionable entre *shale gas* y *shale oil* es que este último agrega presión y recuperación. Todas se pueden superar, incluso las muy críticas. Pero si hay gas, y tenemos la tecnología, lo vamos a sacar”.

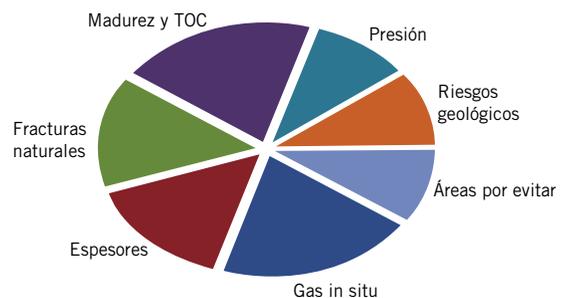


“Es decir, algo importante que todos debemos aprender es, primero, que cada pozo de *shale* es diferente en requerimientos –dijo– y segundo, el papel crucial de la tecnología”. En efecto, uno piensa que todos los yacimientos se comportan igual, y esto no es así, no sólo se diferencian los yacimientos entre sí, sino que ni siquiera en el mismo *play*, los pozos son todos iguales: hay muchas diferencias que van desde la profundidad, temperaturas y terminación: no existe una única manera de terminar un pozo de *shale*. La recuperación promedio de gas también varía en los yacimientos, según el pozo. Lo similar es el petróleo y el gas que se extraen.

De esta manera, prosiguió, “estoy seguro de que en la Cuenca Neuquina hay áreas con secciones de gas y

petróleo que tendrán como punto de partida los trabajos realizados sobre la región, pero que seguramente no serán parecidas a ninguna otra”.

“Por ejemplo, si se analiza la geología, se ve que hay zonas más fuertes que otras en cuanto a *sweetspots*. Lo que hay que descubrir es qué es lo que va a funcionar en cada área. Hay aspectos específicos del esquisto que uno tiene que aprender: las necesidades críticas, las necesidades significativas, las necesidades importantes y las manejables difieren de pozo a pozo. Hay que tener cuidado y no centrarse en valores individuales de las variables como TOC, madurez, espesor, etc., porque si algo hemos aprendido es que la madurez y el TOC no sólo pueden variar de pozo a pozo, sino de la superficie de un mismo pozo de *shale* hasta su parte más profunda”.



La tecnología como protagonista

En todo momento, George King destacó el papel crucial de la tecnología que se aplicará. “En los Estados Unidos hay yacimientos de *shale* desde el extremo este hasta el oeste, lo mismo ocurre en Canadá; y en ambos hay enormes cantidades de esquistos por desarrollar, que podrían transformarse en enormes reservas para el futuro. Pero se necesita aún de más estudios, tecnologías y regulaciones que permitan a la industria concentrarse en la máxima recuperación” insistió.

“La buena noticia es que allí está dando resultado: los Estados Unidos importaban las dos terceras partes de los barriles que consumían y ahora no sólo podrán cumplir con todas sus necesidades de cara a los próximos 10 años, sino que se convertirán en exportadores. Y estamos hablando de 500 mil barriles recuperados, lo que es mucho. Pero todo ello ha necesitado de muchísima tecnología y de muchos estudios”.

“Como dije antes, he estado en cientos de fracturas, y en todo este tiempo el factor común para el buen desarrollo, en 10 cuencas diferentes, ha sido contar con la tecnología idónea. La compañía que quiera existir en el mundo de los esquistos tiene que ser técnica y estar en condiciones de implementar la tecnología necesaria: los pozos horizontales o de múltiples fracturas que sean adecuados para el fluido de fracturación, pocos aditivos, con un bombeo a tasas muy altas, métodos de producción óptimos que maximicen el valor presente neto... Todo eso ayuda enormemente a la economía de los proyectos. Y deben recordar que puesto que el esquisto será diferente en cada locación, se necesitará de una tecnología particular en cada caso”.

Esto es algo que quienes operen en Vaca Muerta deben pensar, dijo. “El gas de esquisto es disruptivo compa-



LAS COMPAÑÍAS PETROLERAS --- **DEBERÍAN APOYAR --- A SUS COMUNIDADES VECINAS.**



Energía Humana®

Los negocios sólidos se construyen
en comunidades sólidas.

Empleos, educación y atención de la
salud son esenciales.

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

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

Más información en chevron.com/weagree

DE ACUERDO.

Michel Kazatchkine
Profesor Michel Kazatchkine
Director ejecutivo
Fondo Mundial de lucha contra el SIDA,
la tuberculosis y la malaria

Rhonda Zygocki
Rhonda Zygocki
Vicepresidenta ejecutiva de
políticas y planificación
Chevron

Pozos horizontales o verticales?

9+ área en millas cuadradas (6000 acres)

Ítems	Pozos verticales	Yacimientos en pozos horizontales
Pozos (Espac. 80 acres)	75	12
Caminos (millas)	28	2
Cañerías de petróleo y gas (millas)	30	4
Cañerías para suministro de agua para fracturación (millas)	30	2
Instalaciones	8	1
Millas con camión	45.000	36.000 (or 1400 c/cañería)
Montaje y desmontaje equipos	75	1
Área con control de agua dulce	6.500 acres	8 acres (reducción en un 99,9%)
Superficie transitable (acres)	150	6 (reducción en un 96%)
Superficie total utilizada	566 acres	45 (reducción en un 92%)
Superficie productiva	491 acres	33 (reducción en un 93%)

Ventajas del pozo horizontal

- Necesita menos terreno.
- Menor cantidad de penetraciones superficiales.
- Adecuado a la ubicación del yacimiento.
- Menos tráfico, polvo y emisiones.
- Menor penetración en ubicaciones urbanas y en campos.
- Todos los pozos penetran al terreno en la misma área, pueden ser monitoreados fácilmente.
- Sustancialmente menores pérdidas de vapor de metano.

rado con otras fuentes de energías, y uno puede esperar cierta resistencia de otro tipo de proveedores de energía, así como de la gente involucrada en su abastecimiento, es probable que haya algunas objeciones en la industria y en eso también deberán trabajar a medida que avanzan”.

Uno de los mayores problemas que se les presentaron en su trayectoria, dijo, “fue que las empresas y los profesionales intentaran encarar un recurso no convencional de una manera convencional”. Hay que usar tecnologías diferentes, aseveró. “No todos los esquistos en el mundo van a ser productivos, hay muchos que no lo son. Pero en algo se parecen los de América del Norte y los de otra parte del mundo: si se tiene el gas o el petróleo, hay formas de lograr sacarlo. Para ello, sólo se necesita que la industria y la gente estén dispuestos a pensar y afrontar las cosas de manera diferente, en lugar de hacerlo con el pensamiento y los medios que vienen usando desde hace décadas”.

En cuanto a quién sería el principal responsable para el desarrollo de esta nueva tecnología, King no dudó: “Allí también hay que abrir la mente: hasta ahora los proveedores de servicios pensaron que a ellos les tocaba desarrollar toda la tecnología y, en realidad, el tema también atañe a los costos de producción de las compañías involucradas, que son las que pagan las cuentas, una *lesson learned* en ese sentido es que se trata de un esfuerzo de cooperación de todas las etapas, desde Exploración, Sísmica, Perforación, Producción... Lo ideal es que las operadoras describan con precisión con qué desafíos se topan, para que las empresas de servicios inventen las soluciones a esos temas; muchas empresas están realizando una investigación de campo para que las cosas mejoren”.

Queda claro entonces: no es sólo Perforación, no es sólo la fractura, también Producción está involucrada. “Todo el mundo es responsable, todas las áreas deben disponer de la mejor tecnología. Y todos son responsables de pensar de manera no convencional: cuando hace mucho un pozo daba unos pocos barriles al día, hizo falta al menos una persona con el coraje de decidir perforar a 100 barriles por minuto, que habrá pensado: ‘Yo soy el que invierte el dinero, así que voy a bombear varios camiones por minuto’...”.

Según King, es esta gente, la que esté dispuesta inventar y a invertir, la que debe cooperar y pensar de manera abierta. “Para eso, hay que elegir a la gente adecuada, la que tenga entusiasmo real y que trabaje en un equipo

donde se integre gente experimentada, gente nueva, y sobre todo, que no todos tengan la misma opinión de todo para que puedan debatir, porque de ahí surgen las ideas”.

“Vaca Muerta: el elemento crítico está”

Estaba claro que a todos les interesaba la opinión de King sobre Vaca Muerta, la formación que hace posible que hoy en la Argentina se esté hablando de *shale*. “En mi opinión particular, no hay nada en Vaca Muerta diferente de lo que he visto en otros yacimientos de los Estados Unidos: es grande, profunda, tiene gas, tiene petróleo y una vez que se tiene todo eso, entonces no se trata de si puedo o no hacerlo producir: se trata de cuánto tiempo y fondos me va a llevar hacerlo producir. El elemento crítico está, y si todo está, simplemente depende de nosotros. Yo pienso que Vaca Muerta puede producir”.

¿Curva de aprendizaje rápido?

Desarrollo	Primer año de gran actividad	¿Información intercambiada entre compañías?	Años estimados hasta el óptimo	Cantidad de pozos para lo óptimo
Barnett	1982	No	22	1000
Fayetteville	2004	No	3,5	>100
Haynesville	2006	No	2,5	~30
Marcellus	2008	Sí	1,5	~100

En cuanto a si será necesario hacer pozos horizontales en la zona para mejores resultados, King reflexionó que: “Mientras más espesor tiene, los pozos verticales hacen más sentidos, pero como ya dije, cada lugar es diferente, por si sirve la experiencia diré que en Barnett nos enfrentamos a un esquisto de 150 metros de espesor y para fracturar eso lo mejor es un pozo horizontal, ya que los verticales funcionan con un precio de comercialización de gas muy alto y una mayor permeabilidad”.

Los pozos originales en Barnett eran verticales, dijo, y luego se empezó con los fluidos de fracturación. Algunos resultaron económicos, pero a un precio de gas muy alto, en cambio, a los horizontales se les permite obtener una fractura horizontal, equivalente a la de un pozo vertical con una formación de 100 metros de espesor, es decir, tiene menor costo de perforación, entonces, se ahorra y, además, se reduce la huella a un área mucho menor.

Medio ambiente

Los pozos horizontales, además de su conveniencia técnica cuando son pertinentes, tienen toda una serie de ventajas ambientales, agregó.

Se habla mucho sobre la protección al medio ambiente en relación con el desarrollo del *shale*, pero dijo que lo que más se necesita es tener y dar buena información. “Por ejemplo, si se analiza la reducción de emisiones, los pozos horizontales nos brindan un 93% de reducción en la huella ambiental”.

De entre los desafíos que tiene este tipo de producción, está el económico: además del precio del gas, tiene incidencia cuánto cuesta el agua y de dónde se va a obtener. “En los Estados Unidos fracturábamos con agua dulce, pero ahora la hemos reducido en un 97% y pasado a agua salobre, y obtuvimos buenos resultados: es mucho mejor para fracturar, sólo que es más difícil almacenarla y he ahí otro desafío, aunque preferimos la calidad antes que la cantidad”, asegura King.

Compartir la información

Un tema crucial para disminuir la curva de aprendizaje, y una de las ideas-fuerza de este experto es que se comparta la información: geología, fractura, operaciones, y todas las compañías deberían conversar sobre lo que les ha servido, así como sobre lo que no les ha funcionado, “porque de los errores también se aprende”, y es un elemento crítico saber lo que está sucediendo.

“En los *plays* de los Estados Unidos fue notable cómo mientras no se compartía información, la curva de aprendizaje llevó muchos años más que cuando por fin se compartió (en Marcellus) –recuerda-. Aunque sea en grupos de *scouting* o en una base informal, no necesitan hablar de reservas ni de operadores, sino de las lecciones aprendidas que lo hicieron posible”.

*El ingeniero **George King** es consultor de Global Technology para Apache Corporation, tiene su base en Houston (Texas) y tiene más de 40 años de experiencia en la industria del petróleo y del gas. Se especializó en fractura, producción, integridad de pozos y completaciones, formaciones complejas, y un importante background en reservorios no convencionales. Pertenece a la Society of Petroleum Engineers (SPE) y ha sido profesor en la Universidad de Tulsa, donde obtuvo su grado. Sus publicaciones son de consulta internacional y muchas de ellas pueden ser descargadas de manera gratuita en: www.gekengineering.com*



B
BUHLMANN
TUBE SOLUTIONS

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

Para la industria termoeléctrica, petroquímica y química.

we know how

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

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

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



Fotos: Nicolás Verini

El nuevo canal de Panamá

Por *Ing. Nicolás Verini*

Un recorrido por la historia del legendario canal y un análisis sobre el nuevo proyecto de ampliación, que conectará mejor los dos grandes océanos y permitirá flexibilizar el mercado de los hidrocarburos, con favorables consecuencias sobre todo para el Brasil, los Estados Unidos y el sudeste asiático.

Los puertos norteamericanos ya se preparan para los barcos de clase PostPanamax, esas gigantescas naves modernas que exceden ampliamente las medidas de los Panamax, barcos diseñados con las dimensiones máximas permitidas para poder transitar por el canal de Panamá, en función de su calado y las cámaras de las esclusas. Los PostPanamax, en cambio, son en general superpetroleros y colosales portacontenedores. Y ya hay en los Estados Unidos varios puertos que los reciben, como

el de Norfolk Virginia, mientras que los de Nueva York y Miami, entre otros, en breve habrán completado la profundización de todos sus canales de navegación.

Esta ampliación, este nuevo canal, aumentará su importancia en la cadena de valor del comercio internacional mirando los mercados de la costa oeste y del golfo de México; así como del sudeste asiático. De hecho, la ampliación parece ser hecha a medida que crecen imparablemente China, la India, Tailandia, Taiwán, Malasia

y Singapur. Este último, considerado el puerto más importante del mundo –con capacidad de refinación–, es un gran centro importador de crudos del golfo Pérsico y de productos muy importante. Se espera que también sea el destino de los nuevos contratos de aprovisionamiento de crudos venezolanos y colombianos que irán a ser refinados en el sudeste asiático y crudos ecuatorianos que se refinan en Venezuela, que transitan y transitarán por el nuevo canal. Pero para llegar a la ampliación y al significado mismo de esta importante vía, haremos primero un repaso de cómo se creó y de sus primeros intentos, que se remontan a varios siglos atrás.

Una historia de intentos

Es sabido que el canal de Panamá es la vía de navegación dispuesta entre el océano Pacífico y el mar Caribe, y que atraviesa el istmo de Panamá en su punto más estrecho. Se la considera la obra de ingeniería interoceánica más importante del siglo xx; fue una obra de mucha imaginación y sobre todo, coraje. Se inauguró el 15 de agosto de 1914, con el objetivo de minimizar los tiempos y trayectos de la navegación por mar, que, además, dinamizaría el comercio internacional y proporcionaría un gran impulso a la expansión económica, militar y colonial de los Estados Unidos en la región.

Para darse una idea: quien navegue desde Nueva York hasta San Francisco pasando por el cabo de Hornos o el estrecho de Magallanes recorrerá una distancia de 24.000 km; en cambio, atravesando el canal de Panamá, la distancia se acorta a 9.200 km, es decir, casi un tercio. Un barco carbonero que salga de la costa oriental de los Estados Unidos en dirección al Japón vía el canal de Panamá ahorrará unos 4.800 km en comparación con la alternativa más corta de una ruta marítima; y uno bananero que salga del Ecuador en dirección a Europa, ahorrará una distancia de unos 8.000 km.

Habrà que ver si cada capitán de barco que logra este ahorro de tiempo tiene conciencia de los siglos de intentos y sinsabores que hay detrás de este logro.

Como recuerdo de esos intentos previos, en el casco antiguo de la ciudad de Panamá, frente al mar, donde se halla la Plaza Francia, allí, no muy lejos del edificio colonial de la Embajada de Francia, se erige el memorial que conmemora el frustrado intento de los ingenieros e inversionistas franceses por construir el canal. Se trata de un obelisco, con el gallo francés en la cima, rodeado de los bustos del ingeniero francés Lucien Napoleón Bonaparte Wyse (1845-1901), de su compatriota el diplomático y empresario Fernando de Lesseps (1805-1894); y demás colaboradores.

Unas placas de mármol testimonian la memoria de los que participaron en el heroico, pero trágico proyecto. Acompaña el busto del médico cubano Carlos Finlay, quien realizó estudios sobre la fiebre amarilla que asolaba la región y halló al causante de su transmisión en el mosquito *estegomia calopus*, el cual, en el tiempo en que de Lesseps se hallaba allí, costó 22.000 vidas por la malaria. Este fue uno de los motivos, junto con los técnicos y financieros, que provocaron el fracaso francés de la obra del canal.

Pero la idea de crear artificialmente una vía abriendo por su centro el continente, de tal manera que acertase el

paso para las Indias Orientales y Europa ya sugerido por Cristóbal Colón, databa de antes.

En el siglo xvi, el jesuita antropólogo y naturalista español José de Acosta (1540-1600), escribió un informe sobre la dificultad de unir los dos océanos: «Algunas personas han hablado de excavar este terreno de seis leguas y unir un mar con el otro (...). Eso sería inundar la tierra porque un mar está más bajo que el otro» [1].

“La historia del canal de Panamá ha sido escrita con sangre” dijeron los cronistas de la época [2]. Fernando el Católico había enviado al navegante y conquistador español Vasco Núñez de Balboa (1475-1519), descubridor del océano Pacífico, a crear un camino carretero a través del istmo, para conectar las dos orillas y posibilitar que las riquezas de América llegaran sanas y salvas a España. En 1514, Núñez de Balboa construyó una ruta de 65 km utilizada para el transporte de sus buques desde Santa María la Antigua del Darién, en la costa atlántica de Panamá, hasta la bahía de San Miguel, en el Pacífico. Esta ruta fue mejorada y pavimentada por los españoles y se convirtió en El Camino Real, base del florecimiento de Panamá, utilizado para transportar el oro al puerto de Portobello durante los siglos xvi y xvii.

Hacia 1524, el rey Carlos I de España sugirió que excavar un canal en algún lugar de Panamá haría que los viajes a Ecuador y Perú fuesen más cortos y permitiría evitar la peligrosa ruta del cabo de Hornos, especialmente cuando se transportaba oro y plata. La misma idea había surgido del explorador portugués Fernando de Magallanes (1480-1521), y del conquistador español Hernán Cortés (1485-1547) quien también advirtió que la unión del Atlántico y el Pacífico valía más que la conquista de todo México.



Hubo un primer proyecto en 1529 del explorador español Álvaro de Saavedra Cerón (s/d-1529), pero la situación política en Europa y el nivel tecnológico de la época no lo permitieron, además de la muerte accidental de Saavedra quien no llegó a presentar su plan personalmente al rey.

Sin embargo, no fueron sino los ingenieros holandeses enviados por Felipe II, ya en el trono de España, quienes realizaron el primer estudio serio. Pero la política internacional española dominante en los Países Bajos, no exenta de presiones religiosas, frenó el proyecto. Había, mientras, otros proyectos de construirlo por Nicaragua, pero tampoco hubo fondos necesarios ni tecnología para realizarlos.

La feroz lucha de los imperios coloniales –Gran Bretaña, España, Portugal, Francia, Países Bajos–, por ocupar y dominar los territorios americanos no dormía en ninguna de las cortes rivales donde las propuestas progresaban. El comerciante y banquero escocés William Patterson (1658-1719) profetizaba que un canal “aseguraría a sus poseedores las llaves del Universo, capacitando a sus dueños para dictar leyes y ser árbitros absolutos del comercio internacional”.



Simón Bolívar (1783-1830), el gran visionario de la unidad latinoamericana, comisionó en 1828 al ingeniero inglés John Augustus Lloyd (1800-1856) y al sueco Mauricio Falmarc para que explorasen el istmo y recomendasen “una traza óptima y práctica” para construir el canal. Bolívar buscó infructuosamente el apoyo económico de Gran Bretaña, pero esta desechó el proyecto de Lloyd, presentado ante la misma Sociedad Real de Londres.

En 1835, el Congreso de la Gran Colombia encomendó al aventurero británico, el barón Charles de Thierry (1793–1864) el privilegio exclusivo de abrir el canal. La idea permaneció en suspenso y no reapareció hasta principios del siglo XIX, tras el viaje del naturalista prusiano, el barón Alexander Freiherr von Humboldt (1769-1859) quien preparó un proyecto de excavación en el istmo entre el río Chagres y Panamá. Mientras se preparaban los proyectos para el canal, otra importante obra de ingeniería marcó los tiempos del progreso: la construcción del ferrocarril a través del istmo, entre 1850 y 1855, con sus

75 km de recorrido desde Colón (Portobello) en la costa Atlántica, hasta Panamá en el Pacífico.

La obra, como se repetirá con la construcción del canal por el ingeniero de Lesseps más tarde, se realizó en condiciones muy difíciles. Más de 12.000 personas murieron en su construcción por causa de enfermedades como el cólera y la mencionada malaria. Se trataba sobre todo de indígenas, chinos y mano de obra barata o semiesclava –negros, mulatos– reclutados en las islas caribeñas. Hasta la construcción del canal de Panamá, el ferrocarril transportó más obreros, minerales, materiales y materias primas que ningún otro ferrocarril del mundo, y fue un factor clave en la selección de la actual Panamá como lugar para la futura construcción del canal. Los rieles eran sinónimo de progreso, como quedó demostrado en la conquista del Lejano Oeste y la Fiebre del oro en California.

Protagonismo francés

En 1874, el Congreso Internacional de Ingenieros de París, presidido por el almirante Camille Clément, barón de La Roncière-Le Noury (1813-1881) reunió a 136 renombrados ingenieros de todo el mundo como de Lesseps –que había construido el canal de Suez y abrió el Túnel del San Gotardo–, el ingeniero francés Alexandre Gustave Eiffel (1832-1923) –autor de la mítica Torre Eiffel, la cual, durante décadas, fue la más alta del mundo–, el geógrafo y escritor francés Jean Jacques Elisée Reclus (1830-1905), viajero y creador de *La Geographie Universelle*, publicada por Editorial Hachette con 19 tomos, mil grabados y 4.000 mapas, trabajo que le insumió 20 años; entre otros personajes.

En ese congreso, se presentaron 14 proyectos para construir el canal de Panamá: 10 con esclusas, uno que iba por Tehuantepec (la franja de territorio más angosta de México, entre el Pacífico y el Caribe), cuatro por el Lago de Nicaragua y uno por Darién, región oriental de Panamá. Además, un proyecto por las islas de San Blas, otro por el Choco, región colombiana del golfo de Darién; y el último, presentado por Lucien Napoleón Bonaparte Wyse, el ingeniero francés que, además, era sobrino del emperador Napoleón II, y que proponía construirlo atravesando el istmo de Panamá con una distancia de 75 km. De entre todos los proyectos triunfó este último.

La ruta del istmo

Para la construcción del canal a través del istmo, Bonaparte Wyse fue comisionado por la francesa Compañía Universal del Canal Interoceánico de Panamá, quien obtuvo la concesión del Gobierno colombiano. Realizó dos viajes a Panamá para estudiar el proyecto y su viabilidad. En marzo de 1878, firmó un contrato formal llamado Concesión Wayne, válido por 99 años, con Aquileo Parra, por entonces presidente de Colombia. Esta concesión permitía a la compañía excavar y usufructuar este beneficio. El proyecto debía “terminar en ocho años, tendría 70 km de largo, 8 metros de profundidad, 22 metros de ancho en el fondo y 38 metros al nivel del agua”.

Con los primeros recursos, Bonaparte Wyse y Fernando de Lesseps salieron del puerto de Saint Nazaire en

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



THE BIGGEST GLOBAL GAS EVENT IN 2013

16-19 APRIL 2013 ★ HOUSTON, TEXAS ★ USA

LNG 17 DELEGATE REGISTRATION NOW OPEN!

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

FIND OUT MORE AND REGISTER AT www.LNG17.org

5,000 international
delegates

Record-setting exhibition
of 200,000 sq ft

More high level speakers
than ever before

INTERNATIONAL
ORGANIZERS:



HOST ASSOCIATION:

American Gas Association



diciembre de 1879, acompañados por sus colaboradores más importantes.

Fondearon en la boca del Río Grande, señalada como la “Boca del Canal”, e inauguraron en 1880 los trabajos con la bendición del obispo local, ante altos dignatarios locales y extranjeros. Se construyeron puertos de desembarque de materiales, talleres de montaje y reparaciones, almacenes y depósitos, así como hospitales y viviendas para empleados y obreros. Los trabajos de exploración comenzaron en 1882.

Con heroico tesón, técnicos y obreros enfrentaron serios obstáculos: la tala de bosques, el clima, los pantanos e imponderables que surgían por doquier.

Uno de los más graves fue la fiebre amarilla, que mató a miles de trabajadores. Trágico fue el caso del director de la obra del canal, el francés Jules Dinger, quien regresó a Francia con su esposa y sus dos hijos en sus respectivos féretros.

Otro, un sonado caso de corrupción que se desencadenó cuando Fernando de Lesseps hizo un llamamiento a los pequeños inversores a través de hombres de negocios como el barón francés Jacob Adolphe Reinach (1840-1892) y Cornelius Herz (1845-1898), los cuales incurrieron en el soborno a ministros, parlamentarios y periodistas corruptos para obtener financiación pública. El caso se descubrió y se convirtió en el denominado “escándalo de Panamá”.

Hubo obstáculos naturales, como el macizo de la Culebra. Eiffel llegó a la conclusión de que el canal debía incluir esclusas para adaptarse al relieve de la región, sobre todo porque este macizo, difícil de excavar, era el principal escollo en la ruta del canal.

Y no faltaron terremotos, como el que en septiembre de 1882 sacudió el istmo y obligó a interrumpir el trabajo y el tráfico de los ferrocarriles.

Todo esto llevó a una caída de las acciones de la compañía en la Bolsa de París; en 1887 se había gastado tanto dinero y la obra había adelantado tan poco que se acordó pasar al sistema de esclusas, siguiendo las ideas sostenidas durante el Congreso de París por el ingeniero francés Joseph Godin de Lépinay (1821-1898). La obra se retomó, pero la mala administración ya era irreversible, y en 1888 la Compañía Universal del Canal Interoceánico de Panamá suspendió definitivamente la obra.

Se presentó la quiebra en 1889, y la dirección pasó al ingeniero Phillippe Jean Bunau Varilla (1859-1940), quien tomó el proyecto propuesto por Eiffel. Para ese entonces, se habían gastado fabulosas sumas de dinero y sólo se habían excavado las dos quintas partes del total. Quedaba la brecha más difícil: el macizo de Culebra.

Sin apoyo financiero, Varilla pidió ayuda a los Estados Unidos, cediéndoles los derechos de explotación y de construcción del canal de Panamá, así como el control de la zona alrededor del canal.

“Poderosas máquinas y material abundante, 2.000 edificios, planos, experiencia y el gran adelanto de la mecánica y de la ingeniería francesa sin la cual nada hubiera sido posible; además de la línea del trazado esculpida por el genio francés al precio de grandes sacrificios, como vidas y amarguras, sin poder concretar la obra más importante del siglo xx”. Así lo refiere, grabado en sus murallas, el memorial dedicado a la construcción del canal de Panamá.

Independencia panameña e importancia geopolítica

En 1821, Panamá se independizó de España y se unió voluntariamente a Colombia. Los colombianos se oponían a que fueran los Estados Unidos quienes se quedaran con el canal; el por entonces presidente estadounidense, Theodore Roosevelt (1858-1919, presidente entre 1901 y 1909) mandó los marines, invadió Colombia y favoreció la creación de un estado independiente, precipitada por el rechazo de Colombia al Tratado Herrán-Lay del canal en la cual los panameños, influenciados fuertemente por la política norteamericana expansionista, “veían su propia redención económica y el futuro desarrollo y moral del istmo”.

En noviembre de 1903, Panamá se separó de Colombia y surgió como república independiente y firmó en Washington el tratado que concedió a los Estados Unidos la autorización para construir el canal en su territorio; ambos lo rubricaron en el Tratado Hay-Bunau Varilla (que llevaba el nombre de los signatarios por ambos países, John Milton Hay y Philippe Bunau Varilla, respectivamente), mediante el cual, los Estados Unidos garantizaban la independencia de Panamá y aseguraban un arrendamiento perpetuo sobre una franja de 16 km del canal. Por su parte, Panamá sería compensado mediante un pago inicial de 10 millones de dólares y una anualidad de 250.000 dólares, a partir de 1913. Después, la cifra fue en aumento.

Los avances tecnológicos y las presiones comerciales y estratégicas derivadas del control del comercio marítimo internacional y de la operatividad de las marinas de guerra en el mundo determinaron la imperiosa necesidad de construir el canal, sobre todo por parte de los Estados Unidos, nación que ya demostraba su importancia en el juego geopolítico mundial.

Al pie del obelisco del gallo francés, en el memorial, se lee: “La fuerzas vivas del pueblo francés, genialidad innovadora, fe en el porvenir, confianza en la eficacia del esfuerzo, se incorporaron a la acción, el espíritu previsor y práctico de pueblo norteamericano, y así fue posible la subordinación de la naturaleza rebelde a la voluntad sostenida de dos razas” (Octavio Méndez Pereira).

La construcción

Durante la construcción del canal se removieron más de 200 millones de m³ de tierra. Dicen que si todo el material excavado se colocara en un tren, este daría la vuelta a la Tierra cuatro veces.



SEA PROTAGONISTA DE

AADECa'12

Semana del Control Automático

Exposición · Congreso · Cursos y Jornadas Temáticas
Conferencias · Charlas Técnicas de los Expositores

SÚMESE A AADECA'12, ESTA VEZ EN LA RURAL

Buenos Aires, del 3 al 5 de octubre de 2012

INFORMES

+54 (11) 4374-3780
semana2012@aadeca.org
www.aadeca.org

Sede AADECA
Av. Callao 220 piso 7
Ciudad Autónoma de Buenos Aires
(C1022AAP) Argentina

ORGANIZA

AADECa

Asociación Argentina
de Control Automático

Por fin, y tras tantos años de intentos y esfuerzos, el 7 de enero de 1914 la grúa flotante *Alexander La Valle* realizó el primer tránsito completo por el canal. El 15 de agosto siguiente fue el carguero estadounidense *Ancón* el que hizo la primera travesía.



Hacia 1963, el canal inició operaciones diurnas con la instalación de un nuevo alumbrado fluorescente en el corte de Culebra y en las tres esclusas. Hoy se halla en pleno funcionamiento y en manos panameñas en virtud del Tratado Torrijos-Carter, firmado por ambos presidentes en septiembre de 1997 –entró en vigencia en 1999– y a partir de septiembre del 2007, en vista del creciente tránsito y del tamaño nuevo de barcos que permite la actual tecnología, se trabaja en la construcción de la ampliación del canal.

Recorrido y sistema de esclusas

El canal sigue el valle del río Chagres por la vertiente del Atlántico, y del Río Grande por la del Pacífico, con el corte de la sierra Culebra, donde se unen ambos ríos. Tiene seis esclusas, con 305 metros de longitud y 33,5 metros de ancho, tres en la vertiente del Atlántico que alcanzan los barcos y tres en la del Pacífico, que los descenden al nivel del mar. La travesía dura de 7 a 8 horas. Las aguas del río Chagres fueron encausadas por medio de un lago artificial, porque provocaba inundaciones con sus crecidas. Esta vía interoceánica funciona como ascensor que eleva los buques al nivel del artificial lago Gatún –situado a 26 metros sobre el nivel del mar– para permitir el cruce de la cordillera Central, y luego bajar al nivel del mar del otro lado del istmo de Panamá.

El mecanismo es el que sigue: el buque entra en la esclusa, esta se cierra, el espacio se llena o se vacía de agua, eleva o descende el buque hasta llegar al nivel que le permite avanzar y navegar.

El lago Gatún se creó al construir la presa homónima, que linda con las esclusas, sobre el río Chagres. Las esclusas de Gatún se abren unas a otras directamente y son dobles, al igual que las demás esclusas, y, por tanto, se puede elevar un barco, mientras otro baja al mismo tiempo. Todas las cámaras de las esclusas del canal de Panamá tienen la misma medida: 305 metros de longitud y 33,5 metros de ancho.

Desde las esclusas del Gatún, el canal atraviesa el lago del mismo nombre en dirección sur y sudeste hasta la boca del Corte Gaillard (antes llamado Corte Culebra), un canal excavado de 13 km de longitud. Este corte es la parte más difícil y estrecha del canal, y sus 12,7 kilómetros representan casi una quinta parte de la extensión total de la vía del canal. Este lugar fue excavado a través de la roca y piedra caliza de la cordillera Central del istmo de Panamá y con el material excavado se podrían erigir hasta 63 pirámides iguales a las de Egipto.

Hacia el final del corte Gaillard está la esclusa de Pedro Miguel, con una altura de 9,4 metros y lindera con el lago Miraflores, que se halla a 16,8 metros sobre el nivel del Pacífico. El canal cruza ese lago a lo largo de 2,1 km y alcanza dos esclusas que descenden los barcos hasta el nivel de la marea del Pacífico. Desde las esclusas de Miraflores, el canal recorre 4 km hasta Balboa, en el golfo de Panamá, desde donde se extiende un canal dragado de 8 km que llega hasta la Bahía de Panamá.

Además del canal en sí, las instalaciones auxiliares comprenden la presa Manden del río Chagres, que proporciona reservas para mantener el nivel del lago Gatún en la época seca; rompeolas con el fin de proteger cada extremo del canal; instalaciones hidroeléctricas en las presas de Gatún y Manden; y el ferrocarril de Panamá, que recorre 76,6 km desde Colón (extremo Atlántico), hasta la ciudad de Panamá (Pacífico).

El agua dulce se toma del lago Gatún, entra a través de un sistema de alcantarillados principales formados por 10 juegos que se extienden por debajo de las cámaras de las esclusas desde los muros laterales y 10 metros del muro central. Cada alcantarilla tiene un juego de cinco agujeros de 1,37 metros de diámetro. A medida que se vierte el agua en las alcantarillas, se distribuye por 100 agujeros en el piso de la cámara. Por cada buque que pasa por el canal, se utilizan unos 52 millones de galones, 196.820.000 litros (196.820 m³) de agua dulce, que fluyen por gravedad por las esclusas y se vierten en el océano. Los buques que entran al canal son acompañados por remolcadores en cada juego de esclusas y remolcados por locomotoras eléctricas denominadas “mulas”, especialmente diseñadas, que controlan con mucho cuidado la navegación de los grandes buques que lo atraviesan a pocos centímetros de los muros de cemento.

A ambos lados de los océanos siempre se observa una larga fila de buques, a la espera de navegar por el canal. Si el buque entra por el Pacífico donde está la ciudad de





Panamá, se encuentra con la esclusa de Miraflores (allí se puede presenciar el llenado y navegar por las esclusas y visitar el Museo de la Construcción del Canal de Panamá). Ya dijimos que la diferencia de nivel entre el lago Gatún y el océano Atlántico es de 25 metros y que, debido al ancho del canal, sólo pueden pasar buques petroleros de la categoría Panamax, construidos a la medida del canal actual, con una eslora de 294 metros, una manga de 32,3 metros y 12 metros de calado máximo, de 55.000 a 75.000 de DWT (*Death Weight Tons*). O buques portacontenedores que transportan hasta 4.500 contenedores.

El canal da empleo a 250 prácticos, que tienen la responsabilidad de asegurar la navegación y se los asignan de acuerdo a las calificaciones profesionales y al tipo de buque. Los capitanes de los buques que atraviesan el canal deben ceder el mando al práctico, quien se convierte en el responsable en la fase de tránsito. Los buques que atraviesan el canal deben pagar por adelantado el tránsito, de acuerdo a las tarifas vigentes, establecidas por las autoridades del canal. El *Wordscale (New Worldwide Tanker Nominal Freight Scale)*, que es el tarifario de fletes internacionales de la *Wordscale Association (London y New York) Limited*, publica las *fixed rate differentials* del cruce del canal de Panamá, que se utiliza en el negocio marítimo para calcular los fletes. Se recuerda un peaje récord, pagado por el buque portacontenedores *Fabienne* de 293 metros de eslora, 32 de manga y 13,5 metros de calado, por 317.000 dólares.

Entre otras curiosidades, ya han atravesado el canal más de 1.000.000 buques, y la marca histórica de 1.000.000 fue alcanzada el 4 de septiembre de 2010 con el buque cerealero *Fortune Plum*, desde el Pacífico hasta el Atlántico. El campeón olímpico de natación Johnny Weissmuller (luego personaje de *Tarzán* en la pantalla) pagó un dólar para atravesarlo a nado. Richard Halliburton debió pagar 36 centavos de dólar en el 1928 para alcanzar las orillas nadando 10 días entre buques. En diciembre de 2008, por primera vez en más de 60 años, un buque de guerra ruso, el destructor y cazasubmarinos *Almirante Chabanenko*, atravesó el canal y atracó en una antigua base naval estadounidense, tras haber participado en maniobras militares con la marina venezolana. En tanto, la última vez que se registró un barco ruso fue en 1944, cuando cuatro submarinos soviéticos atravesaron el canal, en plena guerra contra Alemania, cuando Washington y Moscú eran aliados, y los Estados Unidos administraban el canal.

El nuevo Canal

Hacia 2014, cuando el canal de Panamá cumpla 100 años de inaugurado, se espera que su ampliación esté lista y que un nuevo canal pueda ser recorrido por los nuevos buques.

Las obras se iniciaron en septiembre de 2007, con un presupuesto inicial de U\$S 5.600 millones, tras la aprobación de un referéndum popular que lo possibilitó.

Se espera que la doble vía duplique su capacidad de transporte y pueda enfrentar con éxito la creciente demanda del comercio internacional, que inaugurará una nueva ruta comercial del siglo XXI.

La conectividad y la logística operativa estarán potenciadas por los puertos de ambos océanos, un centro de trasbordo aéreo, un ferrocarril interoceánico, una red de comunicaciones de última tecnología acompañada por un centro bancario y de servicios financieros cada vez más importante.

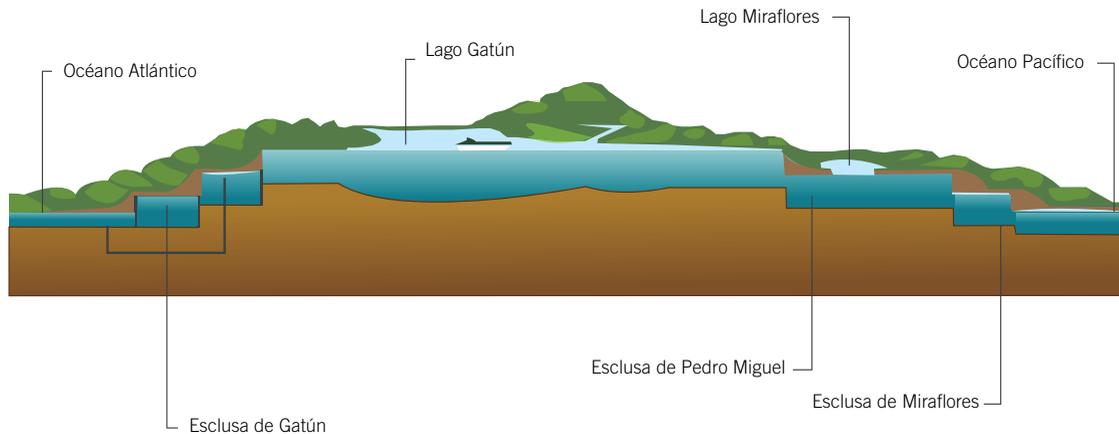
Se espera que el nuevo canal amplíe la ruta oceánica, que agregará los patrones de negocios globales del comercio internacional en petróleo, gas, energía, refinación, distribución de productos, bienes manufacturados y asistencia técnica y naviera.

Los componentes del programa de ampliación comprenden diferentes tareas:

1. Excavación en cuatro fases del cauce de acceso del océano Pacífico, una nueva "zanja" de 6,1 km de extensión casi paralela a la actual vía de navegación del actual canal, que unirá las nuevas esclusas del Pacífico con el Corte Culebra.
2. La profundización y ensanche de las entradas del canal tanto en el Pacífico como en el Atlántico.
3. La profundización y ensanche del lago Gatún y profundización del Corte Culebra.



4. La elevación del nivel del lago Gatún.
5. El diseño y construcción del tercer juego de esclusas, que consiste en la construcción de dos nuevos complejos de esclusas, uno en el Pacífico y el otro en el Atlántico, con tres cámaras, piletas de reutilización de agua, un nuevo sistema de llenado y vaciado lateral y compuertas rodantes. Estas nuevas compuertas serán más eficientes y permitirán un mejor mantenimiento. Las 16 compuertas macizas deslizantes serán fabricadas por compañías holandesas e italianas, el peso de cada compuerta es de 3.250 toneladas, tienen 30 metros de alto y 57,6 metros de largo, con un espesor de 10 metros.



6. Las piletas nuevas permitirán la reutilización del agua y un ahorro del 60% del agua utilizada en los próximos esclusajes, lo que permite su recuperación al siguiente nivel o eventualmente volcarla al mar. Un conjunto de válvulas podrá operar el sistema hidráulico de llenado y vaciado de las piletas laterales. Un juego de alcantarillas lleva el agua a las cámaras, a las piletas y viceversa.

La construcción de un nuevo carril o juego de esclusas abarca las obras de infraestructura, la excavación y la remoción de tierra, dragado y la construcción de los nuevos complejos de esclusas más largas y anchas que las actuales, que permitirán el paso de buques de mayores dimensiones, para pasar de una manga de 32 metros a otra de 49 metros.

Para el dragado del nuevo canal se construyó en Holanda una moderna draga, de diseño exclusivo de corte-succión bautizada *Quibian 1* y transportada a través del océano en una barcaza semisumergible y puesta en operaciones.

El proyecto de ampliación ha promovido la creación de 15.000 empleos, así como el desarrollo del mencionado moderno centro financiero.

Como mencionamos, actualmente pasan por el canal los buques Panamax, cuya dimensión está determinada por las de las esclusas actuales, una eslora 294 metros máxima, 32,2 metros de manga y 12 metros de calado.

Las nuevas esclusas del canal medirán 427 metros de largo y 55 metros de ancho, lo que equivale a la superficie de cuatro estadios de fútbol.

En referencia a la carga, hasta ahora en petróleo, se hablaba de cantidades de 60.000 DWT (*Death Weight Ton*), o a 1.000 a 3.000 contenedores. La flota petrolera ha evolucionado a categorías más grandes, y hay buques de diferentes tamaños como los mencionados Panamax, de 55.000 a 80.000 DWT, los Aframax de 75.000 a 120.000 DWT, los SuezMax de 120.000 a 250.000 DWT, los VLCC (*Very Large Crude Carrier*) de 200.000 a 320.000 DWT y los ULCC (*Ultra Large Crude Carrier*) de más de 320.000 DWT. En la categoría de contenedores, surgieron tras la década de 1990, los PostPanamax, con una capacidad de 4.000 a 6.000 contenedores y hoy existen los SuperPanamax, que llegan a 130.000 toneladas y son capaces de transportar 14.000 contenedores.

Los principales astilleros de estos buques se encuentran en el sudeste asiático –China, Taiwán, Corea y Japón– al igual que las acerías modernas, el mercado del *scrap* y la demolición de buques viejos.

El mercado de fletes del futuro

Una vez que se concluyan las obras, el nuevo canal permitirá el cruce de los PostPanamax de 13.500 Teus (1 Teu = un contenedor de 20 pies), que hoy no pueden atravesar el canal, que sólo puede atender a naves de hasta 5.000 Teus.

En el caso particular de Chile, se verá beneficiado en las exportaciones de cobre y las importaciones de GNL. Chile es el tercer usuario del canal después de los Estados Unidos y de China; el flujo de embarques comprende cobre, vinos, productos agropecuarios, maderas y alimentos. Por esa vía llega el petróleo, los productos derivados y el carbón. Evitar el cabo de Hornos para arribar a los puertos, reemplazar los buques de 50.000 toneladas y la utilización de buques de 120.000 toneladas, permitirá mover dos barcos y medio para la misma carga, por lo cual el costo unitario del transporte será más eficiente.

Lo mismo acontecerá con Colombia y sus exportaciones de petróleo y de carbón; y una favorable situación se le planteará a Ecuador con los crudos Napo y Oriente, que se refinan actualmente en Venezuela y son compensados con cargamentos de diésel que navegan actualmente por el canal, con destino a Ecuador. Cargamentos más grandes podrán aprovechar los diferenciales de fletes y favorecer las exportaciones de los crudos del Brasil (Roncador 27º API, Biyupirá 28º API, Albacora 20º API, Marlyn Light 22,8º API); de Colombia (Cusiana y Caño Limón 29º API, el Brent del Mar del Norte (36º API); y los fueloils de Perú hacia Houston y Nueva York.

El proyecto de ampliación del canal contribuirá a flexibilizar el mercado del GNL porque “un nuevo canal de Panamá permitirá que los mercados del Atlántico y del Pacífico estén más conectados” según las razones de sus artífices. El interés principal del sector del GNL del Brasil, y que es también del interés de la industria del gas en general, es conocer los tamaños de los buques metaneros que se podrán utilizar en las nuevas esclusas, las restricciones del calado que se podrán aplicar y los peajes que se cobrarán a estos buques. Brasil, importador neto de gas y con terminales de regasificación para recibir GNL, ha descubierto, sin embargo, importantes reservas tanto de petróleo como de gas asociado al petróleo en los proyectos *Pre-salt* que están analizando exportar, y podrían implicar también exportaciones de petróleo y gas desde el Brasil en el futuro. Para las terminales de Peces y Ceará, esto podría abrir las puertas a una mayor variedad de fuentes de abastecimiento.

Las nuevas esclusas permitirán el tránsito de buques de alrededor de 180.000 m³, actualmente un buque típico de GNL es de 145.000 m³.

La ampliación del canal genera muchas opciones, entre ellas está la posibilidad de que las compañías navieras emplaceen buques de más de 12.000 Teus por la ruta hacia el canal, lo que permitiría un incremento de las actividades de trasbordo en la región. Esto ya lo están haciendo los chinos, japoneses y coreanos en Panamá, que se ha convertido en un gran depósito de productos, y desde allí operan las centrales de distribución a los mercados del Atlántico, el Pacífico y Europa, aprovechando el corredor bioceánico del canal actual. Asimismo, la industria automovilística de Asia Oriental puede aprovechar la competitividad de los fletes para conquistar nuevos mercados regionales.

Los puertos norteamericanos ya se preparan para los PostPanamax. En la costa este de los Estados Unidos existen varios puertos que ya reciben PostPanamax, como vimos, uno de ellos es el puerto de Norfolk Virginia que cuenta con 50 pies de calado, el puerto de Charleston, con 45 pies de calado, y atienden buques de 6.000 a 9.000 Teus. Hacia 2014, el puerto de Nueva York-Nueva Jersey ya habrá completado la profundización de todos sus canales de navegación, llevándolos de 45 a 50 pies, y ya se ha iniciado un proyecto para resolver el problema de la limitación de altura impuesta por el puente Bayonne. El puerto de Miami está profundizando su canal de navegación a 50 pies y la obra concluye en 2014, lo mismo para el puerto de Savannah, que tendrá entre 42 y 48 pies de calado en el 2013. El puerto de Houston, principal puerto petrolero del golfo de México, donde radica el 60% de la capacidad de refinación del país, tiene actualmente con 45 pies de calado y maneja buques de 8.100 Teus. Y ya está expandiendo su terminal de Bayport y también su calado preparándose para recibir los nuevos buques que atravesarán el nuevo canal de Panamá.

Como dijimos al principio de la nota, el nuevo Canal incorporará importancia en la cadena de valor del comercio internacional, focalizando en la costa oeste de los Estados Unidos y en el sudeste asiático. De ellos, favorecerá a China, India, Malasia, Tailandia, Taiwán y Singapur, siendo este último el más importante puerto del mundo: cuenta con una concentrada capacidad de refinación (Shell 72.800 bbl/d, Jurong 43.500 bbl/d, ExxonMobil 96.500 bbl/d), y es un gran centro importador de crudos

del golfo Pérsico, así como de otros productos.

Además, es un centro distribuidor de hidrocarburos y derivados, productos de consumo masivo, productos electrónicos, y es base de logística y contenedores para otros países. Este mercado también recibirá los nuevos contratos de petróleo de Venezuela, Colombia y Ecuador, para su refinación. Actualmente la India, Singapur, China ya están recibiendo crudo de Venezuela bajo contrato.

Actual administración

Desde 1999, la Dirección del Canal de Panamá fija las tarifas del cruce, administra y opera las tareas del canal,



LA INDUSTRIA DE HOY EXIGE NUESTRAS SOLUCIONES

Somos una empresa global con tecnología especializada en la aplicación de revestimientos anticorrosivos, de concreto y de aislación térmica sobre tubos de acero para operaciones onshore y offshore.

La investigación permanente sobre estas tecnologías permite obtener la mejor solución para cada proyecto.

Gracias a nuestros revestimientos, la industria de gas y petróleo puede desafiar condiciones extremas para dar respuesta a la creciente demanda mundial de energía.

Socotherm, sistemas de revestimiento para tuberías de gas y petróleo.

www.socotherm.com

una de las rutas más importantes del mundo, junto al canal de Suez, el canal de la Mancha, el estrecho del Bósforo, el estrecho de Malaca, el estrecho de Magallanes y el de Ormuz, entre otros pasos cruciales.

El tránsito anual es de más de 14.000 buques, y en el canal trabajan más de 10.000 mujeres y hombres. Las inversiones en mantenimiento del canal superan los U\$S 1.500 millones. En 2011, Panamá recibió U\$S 2.100 millones en concepto de entradas por el derecho de tránsito. Algo ha cambiado desde 1970, cuando los Estados Unidos administraba el canal y sólo entró en las arcas del Estado panameño el 2% de regalías, de los U\$S 600 millones que cobraron los estadounidenses por tarifas de tránsito.

Vale destacar que Panamá, además, ofrece “banderas de conveniencia” para navegar los buques, con lo cual se producen curiosas estadísticas. Por ejemplo, que la flota mercante panameña crece en forma continua y, según datos de la Autoridad Marítima de Panamá (AMP), cuenta con más de 7.000 “embanderamientos” nuevos, lo que adiciona 130 millones de toneladas. El país cuenta de esta manera con el 25% de la flota marítima mundial (tiene unos 24.500 buques) y mantiene un claro liderazgo en el mercado junto a Liberia, Bahamas, Grecia, Singapur, Malta, Chipre, Hong Kong y China.



Negocios petroleros: la petroterminal

Un oleoducto vincula actualmente al océano Pacífico y al Atlántico. Fue construido en 1982 y comenzó a operar suministrando crudo *Alaska North Slope* desde Alaska hasta la costa del golfo, y a la compañía Castor Petroleum.

Tiene dos terminales, una sobre el Pacífico a 5,6 km de la ciudad de Puerto Amuelles, y tiene dos muelles de carga y descarga de petróleo y otros productos. Un muelle permite operaciones con desplazamientos de 28.000 a 330.000 DWT con un máximo de 80 pies de calado, con 4 brazos de carga, con 16" de acoplamiento. El otro opera a 78 pies y tiene brazos múltiples de 16", 14" y 12"; cuenta con una capacidad de almacenamiento de tres tanques de techos flotantes de 850.000 bbl con equipos de mezclado y tres de techo fijo de 120.000 bbl. El oleoducto atraviesa el territorio panameño de 131 km y finaliza en la terminal Bocas de Toro, con capacidad de bombeo de 80.000 bbl/h y transporta crudos ANS, Napo y Vasconia. La terminal sobre el Atlántico está diseñada para almacenar crudo y realizar operaciones de alijos (transbordo) de petróleo a otros buques que van a los mercados de la costa del golfo. El oleoducto está conectado a dos monoboyas (SPM) de 150.000 DWT, donde pueden amarrar buques para cargar y descargar los productos conectados a tierra por una tubería de 36 pulgadas de

diámetro. Cuenta con una capacidad de 3 tanques de 830.000 bbl de techo flotante con mezcladores y 3 tanques de techo fijo de 120.000 bbl. Esta terminal bioceánica permite una gran flexibilidad a la costa occidental estadounidense, la costa sur, América Central, el Caribe y también el Lejano Oriente. Actualmente, se trabaja para revertir el sentido de transporte del oleoducto (como sucede en los Estados Unidos) para transportar crudo desde el Caribe hacia el Pacífico.

El proyecto CELA

El Centro Energético de Las Américas (CELA) es una red integrada de parques industriales y logísticos para la industria del petróleo y el gas, que comprende las costas del Pacífico y del Atlántico de Panamá, conectadas por una serie de tuberías transistmicas desde la antigua base aérea de Howard, en el Pacífico, hasta el Atlántico.

Su objetivo es convertirse en un centro energético regional de clase internacional, apuntando como objetivo logístico y comercial al crecimiento de los mercados de crudos y productos de la costa oeste, del golfo y del este de los Estados Unidos, del mercado del Caribe (Venezuela, Colombia, Ecuador, México, Cuba, Trinidad & Tobago, Aruba, Curaçao, St. Croix), América Central y América del Sur, y de ampliar las influencias comerciales en el Lejano Oriente, particularmente China, la India y los llamados “tigres asiáticos”. El CELA contará con nuevas refinerías con una capacidad de refinación de 2 Mbbbl/d, plantas petroquímicas con capacidad de procesamiento de materia prima de 3 Mbbbl/d, una capacidad de almacenamiento de GNL de 1000 MMscf (*standard cubic feet*), terminales de almacenamiento de 86 MMbbbl para petróleo y productos refinados.

Energías, la empresa promotora del CELA, ha encomendado a la empresa Consultants Pte. Ltd (Jurong) la preparación de un plan maestro conceptual para guiar el desarrollo del CELA para convertirlo en un centro energético regional, basándose en la experiencia de Jurong, al convertir la isla de ese nombre en Singapur, en un centro energético petrolero y petroquímico de clase mundial. El plan maestro permitirá un centro integrado verticalmente, que incluye una serie de refinerías, plantas petroquímicas, terminales de almacenamiento, puertos e instalaciones. El concepto de parque industrial integra industrias relacionadas, instalaciones compartidas, integración, seguridad industrial, inversiones y operaciones.

El complejo industrial tendrá:

1. Refinerías con una capacidad de 2 Mbbbl/d.
2. Petroquímicas con capacidad de 3 Mton/año de etileno y propileno.
3. Planta de etanol.
4. Planta de GLP con dos tanques y capacidad de 320.000 m³.
5. Planta de regasificación con capacidad de 1 MM³/d.
6. Dos terminales con instalaciones de muelles para petróleo y productos químicos. La terminal en la costa atlántica tendrá una capacidad de almacenaje de 60 Mbbbl, la otra terminal en la base Howard ya posee una capacidad de 26 Mbbbl y las instalaciones de muelle se ubican en una plataforma *offshore* de la costa este de la isla Taboguilla sobre el Pacífico.
7. Un oleoducto transistmico de acero con titanio conec-

tará las dos terminales en el Atlántico y Pacífico. Tendrá 36" de diámetro, 96,5 km de largo y se instalará a una profundidad de 2 metros.

- Se construirá una red de corredores comunes con la instalación de tuberías para el suministro de servicios básicos y materia prima entre las plantas e instalaciones. Para esto se tomará como válida la experiencia de la isla de Jurong, donde se produjo un ahorro operacional de 20% entre plantas al utilizar servicios básicos compartidos y servicios entregados con una red confiable de corredores compartidos y de máxima seguridad.
- Las plantas de refinación podrán suministrar los productos refinados a la región y la materia prima a las plantas petroquímicas.

El cruce del canal de Panamá ejecutará una perforación horizontal para garantizar el nivel más alto de seguridad, sin perjudicar la estabilidad del terreno que sostiene la arquitectura del canal, y podrá permitir futuras extensiones y ramos del ducto hacia poblados cercanos. Está propuesto un sistema de calefacción del crudo para transportarlo a una viscosidad de 2.000 cst, con un caudal diario de transferencia de 1 Mbbl/d con bombas con capacidad de bombeo de 1600 m³/h.

El CELA Pacífico será principalmente una terminal de almacenamiento (adyacente a la antigua de 96,5 km de largo en la Base Aérea de Howard) cuyas instalaciones serán desarrolladas en conjunto con la primera parte del proyecto CELA Atlántico.

Las instalaciones marinas, esencialmente muelles en el CELA Atlántico y una plataforma *offshore* en el Océano Pacífico (a 1,5 km al este de la isla Taboguilla) requeridos para la importación y exportación de crudo, materia prima y productos refinados para las refinerías, instalaciones de producción petroquímica y terminales de almacenamiento, serán también desarrolladas en la primera fase del proyecto. Con la ubicación más conveniente de los muelles para los VLCC con 320.000 DWT en las aguas profundas más alejadas de la costa en el Atlántico; y naturalmente profundas en el Pacífico; y los muelles para buques de productos (*Medium Range* – MR, 120.000 DWT) en aguas menos profundas, más los costos de dragado, los costos de inicio serán minimizados.

Una vez finalizado, el CELA Atlántico contará con

un total de 26 muelles (siete para VLCC, cuatro para MR 120.000 DWT, 12 de hasta 80.000 DWT, dos para *bunkering* 5.000 DWT y uno para GNL 80.000 DWT). La plataforma *offshore* contará con 2 puestos de amarre (VLCC y MR). La propuesta de este oleoducto (con 92 km de largo) conectará el CELA Atlántico con el CELA Pacífico. El oleoducto planificado se extenderá al Pacífico (Howard) y finalmente a la plataforma *offshore* en la isla Taboguilla. Este oleoducto es también estratégico, toda vez que podrá servir como alternativa, en caso de que el canal de Panamá se encuentre obstruido. Con este proyecto y con la ampliación del canal, el comercio internacional tiene un impulso asegurado. ■

Referencias

- es.wikipedia.org/wiki/Canal_de_Panamá
- <http://edant.clarin.com/diario/2006/10/23/elmundo/i-02601.htm>

Bibliografía

- Focus Panamá 37/2-Focus Publications, Vol. 37/2, agosto 2011.
- Miraflores Visit Center, cym@pancanal.com
- Ampliación del Canal de Panamá, Autoridad del Canal de Panamá, Oficina de Comunicación, Balboa, Ancón, Panamá.
- "Ampliación del Canal de Panamá permitirá ahorros a Chile en el Transporte del Cobre y del GNL", *El Mercurio*, 28 de junio 2012.
- CELA. "Petróleo Internacional", *Perspectivas de la Industria*, junio/julio 2009, página 30.
- Arias Calderón, Ricardo. "Primeros pasos de Gobierno, Tercera parte", *Estrella de Panamá*, noviembre 2011.
- Feria del Libro Buenos Aires 2011, "Ruta entre los mares, una travesía literaria": Willis Johnson, *Cuatro Siglos del Canal de Panamá*; Manuel Orestes Nieto, *Dar la Cara*; Miguel Montiel Guevara, *El Canal: Contradicción Dialéctica de la Nación Panameña*;

LA CALIDAD ES NUESTRO RECURSO INAGOTABLE

Cables de acero a la medida de la Industria Petrolera.



IPH SAICF

www.iph.com.ar



CRUCE A TRAVÉS DEL CANAL

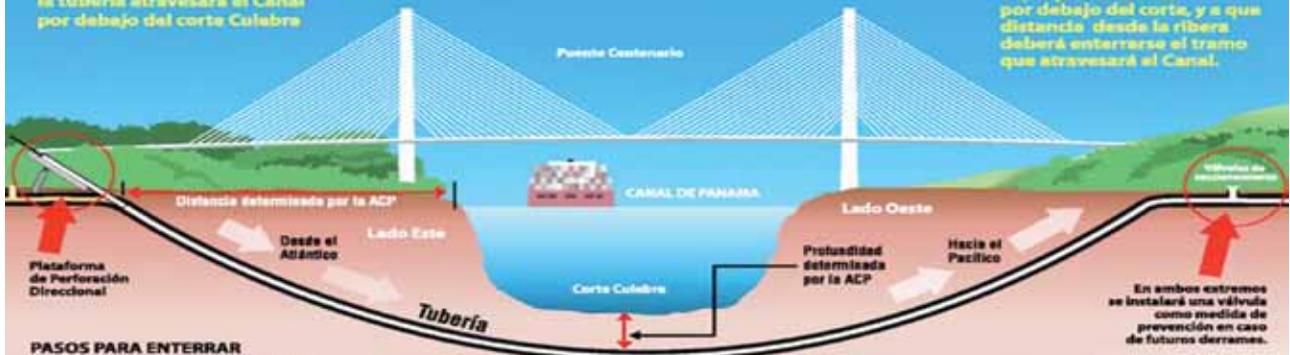
CENTRO ENERGÉTICO DE LAS AMÉRICAS



El cruce a través del Canal de Panamá se hará con perforación direccional de última tecnología, lo cual no afectará futuras expansiones.

Al norte cerca del puente Centenario, la tubería atravesará el Canal por debajo del corte Culebra

La ACP determinará a que profundidad, por debajo del corte, y a que distancia desde la ribera deberá enterrarse el tramo que atravesará el Canal.



PASOS PARA ENTERRAR LA TUBERÍA DEBAJO DEL CANAL

PASO 1

Un tubo piloto con un sensor que reconoce las coordenadas establecidas para abrir el agujero atraviesa el Canal por debajo de la tierra.



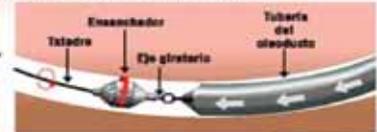
PASO 2

Un taladro, hace el recorrido por el agujero en dirección contraria ensanchándolo al diámetro necesario para la tubería final.



PASO 3

Luego de ensanchado el agujero al diámetro necesario, se coloca la tubería final del oleoducto.



Energías trabajará con todos los Organismos Gubernamentales, grupos de conservación y agencias locales para asegurarse de que la construcción de su oleoducto cumplirá con todas las regulaciones locales e internacionales para garantizar la integridad del medio ambiente y el bienestar de las comunidades cercanas.

Biblioteca de la Cultura Panameña *El Canal de Panamá*, y Verónica Palmarola y Yamileth Robles, *El Proceso del Canal de Panamá y las áreas civiles y Militares en el marco del tratado del Canal de Panamá*.

Palacios Ramsbott, Marianella. "Ampliación del Canal: flexibilizar el mercado del gas licuado", *El Capital*, noviembre 2011.

Torrico Vianderas, Mauricio. "Petroterminal de Panamá", Dep. Mercado Externo, Unidad de Operaciones de Petroterminal Panamá, Panamá 2010.

Verini, Nicolás. Curso de Comercio Internacional de

Hidrocarburos y Curso de Fletes Internacionales. Vittar, Daniel. "El Canal de Panamá vuelve a ser vital para el comercio global", *Clarín*, 28 de mayo 2012.

Ing. Nicolás Verini fue gerente de Comercio Exterior de YPF, profesor y exdirector del Instituto del Gas y del Petróleo de la Universidad de Buenos Aires.

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

iAPG

AOG
VOC
ARGENTINA
OIL & GAS
EXPO 2013
EXPO 2013

cie
cig
CONGRESO
INTERACTIVO DE
ENERGÍA 2013
ENERGÍA 2013
INTERACTIVO DE
CONGRESO



IX Exposición Internacional del Petróleo y del Gas
IX International Oil & Gas Exhibition

II Congreso Interactivo de Energía
II Interactive Energy Congress

2013

7 al 10 de octubre / *october 7-10* · La Rural · Buenos Aires · Argentina

El **futuro** es hoy

AOG Expo · CIE 2013,
el lugar donde se debate la
agenda energética argentina
y se proyecta el desarrollo
sostenible de la región.

www.aog.com.ar

Organización



INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

Av. Córdoba 632 Piso 11° · C1054AAS Buenos Aires · Argentina
Tel. +54 11 4322 5707 · Fax. +54 11 4322 0916 · aog@uniline.com.ar

Comercialización y
Realización Integral



Uniline
Exhibitions S.A.



La ILAC-G24- OIML D10; guía para la determinación de intervalos de calibración en instrumentos de medición

Por *Ing. Agustín Zabaljauregui*

Esta guía ha sido elaborada con el objetivo de tomar los aspectos fundamentales de la ILAC-G24 – OIML D10 y mostrar ejemplos de aplicación práctica, realizada en conjunto por la Cooperación Internacional de Acreditación de Laboratorios (ILAC, por su sigla en inglés) y la Organización Internacional de Metrología Legal (OIML), para su aplicación a la determinación de intervalos de calibración en instrumentos de medición.

Conceptos destacables asociados a la lectura de la guía

Designada: ILAC-G24 –OIML D 10
Aplicada a: la determinación de intervalos de calibración en instrumentos de medición.

La ingeniería de mantenimiento clásica, conocida en sus facetas de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo –con una fuerte tendencia al establecimiento de períodos fijos para el contraste y calibración de instrumentos– está hoy en revisión.

La incorporación creciente a nivel industrial de la llamada “instrumentación inteligente”, con monitoreos permanentes a través de sus *software* de diagnósticos que permiten anticipar problemas de funcionamiento, replantearon la discusión sobre los períodos de calibración.

Actualmente, el proceso para determinar intervalos de calibración implica un análisis matemático-estadístico bastante complejo, que requiere de precisión y de gran cantidad de datos. No es posible, en forma simple, establecer un método universal que abarque la totalidad de los instrumentos utilizados en todas las disciplinas.

Los métodos se pueden usar para seleccionar un intervalo inicial de calibración, y los reajustes a estos intervalos se harán luego, sobre la base de la experiencia. Los resultados de las distintas calibraciones se coleccionarán y conformarán una base de datos históricos, con el fin de ajustar

los futuros intervalos de calibración de los instrumentos.

El ajuste de los intervalos de calibración debería servir, entonces, para optimizar el balance de riesgos y costos asociados.

Las desviaciones encontradas en la recalibración de instrumental moderno pueden mostrar, en muchos casos, que aumentar los intervalos es algo posible sin que implique aumentar los riesgos.

Pautas para la selección de los intervalos iniciales de calibración

- Recomendaciones del fabricante de los instrumentos.
- Extensión del tiempo de uso contemplando el grado de severidad que implica (uso esporádico, moderado, riguroso, exigido, etcétera).
- Posible influencia de las condiciones ambientales.
- Incertidumbre exigida en la medición.

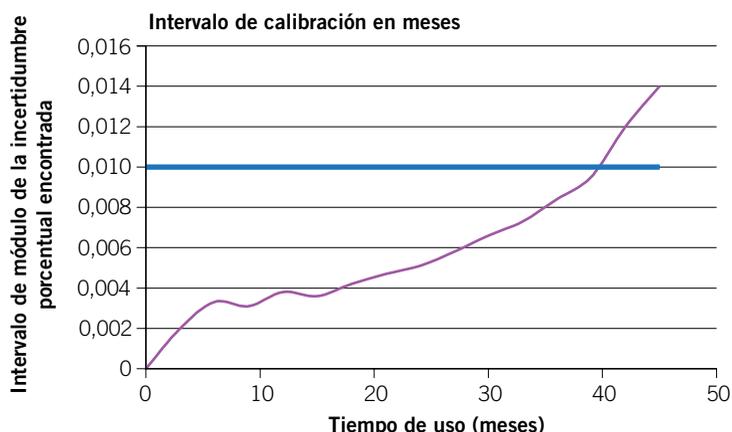
- Máximo error permitido, ya fuere por autoridades legales o por convenios entre partes.
- Ajustes, modificaciones o cambios de algún instrumento en particular que interviene en la operación.
- Influencias sobre la magnitud medida: altas temperaturas; exposición a las radiaciones, etcétera.
- Datos almacenados en alguna base de datos, datos publicados, etc., sobre los mismos dispositivos o similares.

Una vez calibrado el instrumento, la extensión del intervalo para una futura calibración deberá hacerse considerando el tiempo que el instrumento mantenga su medición dentro del máximo error permitido.

Ejemplo de aplicación contemplando el “tiempo en uso”

Un calibrador electrónico de transmisores de presión estática, diferencial, temperatura, tensiones y corriente eléctricas presenta, para una de las variables, un gradiente de desviación respecto de un patrón de laboratorio mayor que para el resto de ellas. Supongamos que la máxima incertidumbre aceptada para esa variable sea del +/-0,01% respecto del valor medido por ese patrón.

Se procede entonces a guardar en una tabla las desviaciones halladas toda vez que se lo compara con el patrón observando que lentamente se va magnificando. Entonces, hallando el punto en el cual la desviación alcanza la tolerancia admitida, obtendremos el intervalo de calibración por este método.



Respecto del patrón

Tiempo (meses)	Máx. incertidumbre porcentual (tomada en módulos)	Incertidumbre observada (tomada en módulo)
0	0,01	0
3	0,01	0,0020
6	0,01	0,0033
9	0,01	0,0031
12	0,01	0,0038
15	0,01	0,0036
18	0,01	0,0042
21	0,01	0,0047
24	0,01	0,0051
27	0,01	0,0058
30	0,01	0,0066
33	0,01	0,0073
36	0,01	0,0084
39	0,01	0,0095
42	0,01	0,0120
45	0,01	0,0140

“Chequeo en servicio” o “control de caja negra”

Este es un ejemplo de aplicación del método que la guía OIML-D10 designa como “chequeo en servicio” o “control de caja negra”. Un grupo de 10 medidores ultrasónicos es sometido a dos controles a lo largo del tiempo:

- Control de velocidad de sonido (*online*) sin sacar el equipo de servicio.
- Control de ganancia electrónica (*online*) a través de su *software* de diagnósticos propio.

Notas aclaratorias:

- Se anotan las sucesivas fechas

Conclusión: Próxima calibración en 40 meses.

de control en una base de datos estadística. Para el control de velocidad de sonido, se toma la cromatografía instantánea con ayuda de un cromatógrafo *online* y a partir de ella y de la presión estática y la temperatura del gas que el *software* propio de monitoreo arroja para un mismo momento en una PC que contenga el AGA 10, se determina la velocidad de sonido.

Como el *software* de monitoreo también arroja dicho valor, la base de datos hace un cálculo de error relativo tomando como referencia el valor determinado por AGA 10. Se establece un tope cuando la diferencia relativa porcentual llega al 0,3% en valor absoluto.

La base de datos va realizando una gradiente tomando los dos últimos controles y según tal diferencia, postula el período para un próximo control en meses.

2. Por otro lado, en las mismas fechas se anotan las mencionadas ganancias electrónicas que, según el fabricante, no deben pasar de 65.000. También, con los sucesivos valores de ganancia, el *software* estadístico realiza un gradiente y postula otro período de calibración próximo.

Por seguridad, se decidió que cuando cualesquiera de los dos resultados llegue primero a detectar que la próxima calibración será menor o igual a seis meses, el medidor ultrasónico se sacará de servicio para una revisión y posible envío a laboratorio de calibración.

La base de datos se encarga de establecer una alarma que identifica al equipo del grupo bajo control.

Se observó que sólo uno de los 10 equipos arrojó un período inferior a los cinco años, debido a que dio alarma el gradiente de ganancia.

Al retirarlo del puente de medición, se observó suciedad en los sensores. Se los limpió siguiendo especificaciones del fabricante. Se lo dejó nuevamente en servicio ya que volvió a funcionar normalmente con valores bajos de ganancia.

Otro ejemplo

Se estudian en una compañía, a modo de prueba piloto, los períodos de calibración de un total de 138 medidores industriales de turbinas y de lóbulos.

Hay que tomar en cuenta que estos instrumentos poseen, además de componentes electrónicos como los anteriores, una fuerte ingerencia de componentes mecánicos.

Sobre la base de datos de estadística, se anotó en una columna, de acuerdo con las indicaciones del fabricante, la vida útil, en meses, de los rodamientos, suponiendo un funcionamiento continuo.

En otras columnas, para cada instrumento, se anotaron las fechas de tres calibraciones sucesivas (una por columna) y en otras columnas, las incertidumbres asociadas, expresadas en porcentajes.

El programa calculó nuevamente el gradiente de incertidumbres entre calibraciones sucesivas, estipulando sobre la base de un algoritmo propuesto por la compañía, la fecha de la próxima calibración.

Si la fecha así calculada, a través de analizar las incertidumbres en las sucesivas calibraciones, –o en el resto de vida útil de los rodamientos para cada medidor individualmente considerado–, es menor o igual a 12 meses, el programa emite un aviso de alarma, al tiempo que también genera, en forma automática, un reporte gráfico donde se agrupa por nivel de incertidumbre y se identifican las calibraciones que se van acercando a los niveles fijados como límite.

En esta aplicación, se observó que cumplida la tercera calibración, sólo dos de los 138 medidores dieron señal de alarma.

Se procedió a desarmarlos y se encontró en uno de ellos un problema incipiente de rodamientos (con dureza excesiva al giro en bajos caudales) y en otro, un álabe deteriorado en su rotor.

Esto implicó, en este caso, un sustancial ahorro de mano de obra, traslado de equipos, etc., respecto de rutinas clásicas de mantenimiento que programadamente obligan a desarmar “por las dudas” y, además, un apoyo al mantenimiento preventivo respecto del correctivo que suele ser mucho más costoso.

Estas bases de datos estadísticas pueden ser obtenidas comercialmente por las compañías, o conformadas especialmente cuando disponen de personal dedicado a Programación o Sistemas.

Como se puede observar a través

de los ejemplos, y como, de alguna manera, lo menciona la guía, se hará en cada caso particular una suerte de “traje a medida”. Pero el común denominador será la tendencia, cada vez mayor, a hacer partícipes a las estadísticas en la determinación de períodos de calibración, más allá de los límites de seguridad que cada compañía establezca en sus procedimientos internos –siempre respetables– al igual que las recomendaciones de los fabricantes de los distintos instrumentos. ■

Agustín Zabaljauregui es ingeniero mecánico por la Universidad de Buenos Aires. Desde 1975 trabaja en plantas químicas y petroquímicas en las provincias de Misiones, Chaco y Buenos Aires. En particular en la ciudad de Campana, ha concentrado su actividad en la instrumentación neumática y electrónica de plantas de proceso continuo. Desde 1993 trabaja en la Gerencia Técnica, del Departamento de Medición, Mantenimiento y Calidad de Gas, de Camuzzi Gas Pampeana y del Sur. Asimismo, ha realizado cursos de perfeccionamiento y de actualización en instrumentación para petroquímicas en Vicenza y Milán (Italia); en Londres (Reino Unido), Houston y Oklahoma (Estados Unidos). Desde 1987 es docente de la Facultad Regional de Haedo, Universidad Tecnológica Nacional. Además, integra la Comisión de Mediciones del IAPG.

ENCUENTRO DE LA INDUSTRIA NO CONVENCIONAL EN AMÉRICA LATINA



CO-PATROCINADO POR



REGÍSTRASE
ONLINE:
www.world-shale.com/latam



WORLD SHALE OIL & GAS LATIN AMERICA SUMMIT

28 - 30 de Noviembre 2012 | Buenos Aires | Argentina

CONSTRUYA ALIANZAS ESTRATÉGICAS PARA POTENCIAR LA INDUSTRIA NO CONVENCIONAL EN AMÉRICA LATINA

PRESTIGIOSOS ORADORES DE TODA LA REGIÓN:



Jérôme Ferrier
President
International Gas Union
(IGU) & Senior Vice President,
Corporate Security
TOTAL



Ernesto López Anadón
President
Instituto Argentino del
Petróleo y del Gas (IAPG)



**Minister Ing.
Guillermo Coco**
Ministry of Energy
Environment & Public
Services, Province of Neuquen



Mario Gabriel Budebo
Undersecretary of
Hydrocarbons
Ministry of Energy, Mexico



Monica Neves Cordeiro
Gas Superintendent
Companhia Energética de
Minas Gerais (CEMIG)

PROMOCIONADO POR



PATROCINADO POR:



www.world-shale.com/latam

Para reservas o mayor información contactar con
Melissa Rambridge en +44 20 79780752 o mrambridge@thecwcgroup.com



Fundación del capítulo argentino del ISAP, 1941.

El IAPG, su historia y su esencia

Segunda parte

Por *Prof. Eugenia Stratta, informes de María Florencia Mazzitelli y Silvia Domínguez*

Una mirada sobre los objetivos propuestos y las actividades desarrolladas en los primeros 55 años de vida del IAPG.

El 55.º cumpleaños del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG) nos ha llevado a revisar una historia que lo constituyó en un referente técnico de la industria de los hidrocarburos. En la primera parte de esta nota, publicada en el número anterior de *Petrotecnia*, hablamos sobre la esencia del IAPG, los objetivos que inspiraron su creación e impulsaron su accionar, y cómo fueron compartidos con institutos del petróleo de otros países del mundo. En esta segunda parte haremos un recorrido cronológico de los hechos más significativos de la historia del Instituto, ubicándolos en el contexto en el que se produjeron. Recordaremos las acciones llevadas a cabo por las comisiones directivas y el *staff* permanente del Instituto en interacción con los socios entidad y personales, orientadas a cumplir con la misión de fomentar y coordinar actividades de “carácter exclusivamente científico, técnico, económico, estadístico, de divulgación y docente”, como lo expresa el estatuto social vigente.

Primeros pasos

El 30 de julio de 1957 inició sus actividades el Instituto Argentino del Petróleo (IAP), heredero de la Sección Argentina del Instituto Sudamericano del Petróleo (ISAP), con el Ing. José Ovidio Martínez como Presidente, desarrollando sus actividades en oficinas cedidas por la Sociedad Científica Argentina.

En esos momentos, la industria vivía un proceso de reactivación que impulsaría a superar las limitaciones impuestas por la falta de recursos y poner manos a la obra. Entre 1958 y 1959 se organizaron ciclos de conferencias en el salón Manuel Belgrano de YPF, se publicó un Boletín Informativo y comenzó a organizarse una biblioteca. Al mismo tiempo se preparaba la segunda edición del *Glosario Técnico de Industria del Petróleo*, un diccionario bilingüe español-inglés editado en 1952 por el ISAP. Un hecho relevante de este período fue el convenio alcanzado con el Instituto Argentino de Racionalización de Materiales (IRAM), a raíz del cual se integraron comisiones conjuntas. En 1960 se publicaron las primeras normas IRAM-IAP, que dio inicio a una actividad normalizadora que continuaría por más de 30 años.

La década de 1960: la dinámica del cambio

Los años de la década de 1960 serían tan dinámicos en la industria de los hidrocarburos como en el IAP. Mientras en el decenio 1960-69 se duplicaron tanto la producción de petróleo crudo y de gas natural como los volúmenes procesados en refinerías, el Instituto multiplicaba sus actividades. El incremento de la producción de petróleo “exige a su vez un esfuerzo coincidente en la tarea de investigación técnica y científica, como requisito indispensable para que la riqueza extraída del subsuelo rinda positivos beneficios al país” expresaba la primera nota editorial publicada por *Petrotecnia* en enero de 1960. Ese número marcaba el inicio de *Petrotecnia*, que reemplazó al *Boletín Informativo IAP*. El propósito de la nueva revista era “adecuarse a una modalidad periodística que realce su condición de órgano especializado, a fin de satisfacer, tanto en su contenido como en su presentación gráfica, las exigencias de sectores cada vez más vastos” según se planteaba en su primer número.

El año 1961 fue clave: la aprobación del Estatuto Social, la obtención de la personería jurídica y finalmente la ins-



Primera Comisión Directiva en la Seccional Sur.

talación de una sede propia en el tercer piso de Maipú 645 ofrecieron un buen marco para el crecimiento. La nueva sede, adquirida con la colaboración de las empresas socias, contaba con oficinas, salas de reunión y un pequeño bar. Estas instalaciones, además de reuniones de trabajo, albergaron, en los primeros años, encuentros sociales destinados a estrechar vínculos entre los profesionales de las distintas compañías, que eran invitados a participar con sus esposas. Con el mismo objetivo se realizaban recepciones para festejar el Día del petróleo en el Hotel Plaza o en las instalaciones del Automóvil Club Argentino (ACA).

A las personas de larga trayectoria en la industria, que venían trabajando en el ISAP, se sumaron durante esta década jóvenes profesionales para conformar más de 20 comisiones, que abarcaban prácticamente a toda la actividad de la industria. El Ing. Bernardo Rikles, presidente del IAP, planteaba en 1963 que el dinamismo y la versatilidad característicos de la actividad petrolera hacían necesario realizar congresos y simposios que permitieran a investigadores y técnicos exponer experiencias e intercambiar conocimientos. Con sus todavía modestos recursos, el Instituto organizó el Primer Congreso Nacional de Petroquímica en 1966 y varios simposios y mesas redondas en instalaciones facilitadas por empresas socias. Nuevas inquietudes y nuevos temas despertarían el interés de los profesionales, entre ellos la computación. Tempranamente, en 1961 se realizó un curso sobre Computadoras Electrónicas en la Industria Petrolera dictado por especialistas de IBM, y más tarde se conformó la Comisión de Control Automático de Procesos, que en 1969 editó la primera de varias ediciones de la publicación *Terminología de control automático*.

La publicación de normas IRAM-IAP continuó sin interrupción durante todo el decenio, y se elaboraron tam-



Típica reunión en la década de 1960.



Asamblea en la década de 1960.

bién normas y prácticas recomendadas propias del IAP, tales como la Norma para la certificación de tanques de carga, tanques de combustibles y otros compartimientos (1967), la Norma de entrada a tanques y otros espacios cerrados (1969) y las Prácticas de seguridad en la perforación con aire o gas (1969). La actividad normalizadora también alcanzó a la Comisión de Incendio que, a pedido de la Secretaría de Energía, se dedicó a analizar las modificaciones requeridas por el Decreto 10877/1960, reglamentario de la Ley N.º 13.660 relativa a la seguridad de las instalaciones de almacenamiento de combustibles.

La década de 1970: el IAP, referente técnico

Durante esta etapa, la industria petrolera continuaba su crecimiento a un ritmo menos acelerado. La producción de petróleo crudo creció un 20% entre 1970 y 1979, el gas volvió a duplicar su volumen como en la década anterior y comenzó a convertirse en protagonista, mientras la industria petrolera en el mundo atravesaba un período crítico. El Instituto ya había puesto en marcha casi todos los mecanismos que sustentarían su accionar hasta la actualidad: comisiones técnicas, normalización, capacitación, congresos, publicaciones, estadísticas y biblioteca. Anualmente, se elaboraba un plan de actividades que era aprobado por la Comisión Directiva y se publicaba en el



Camaradería entre profesionales.

primer número del año de *Petrotecnia*, para conocimiento de todos los socios. La década de 1970 encontraba así al IAP como una institución consolidada, capaz de representar a la industria argentina de los hidrocarburos en instituciones internacionales, entre ellas World Petroleum Congress (WPC) e International Gas Union (IGU).

El interés por trascender las fronteras y participar del intercambio tecnológico no era nuevo. En 1955 se había conformado el primer Comité Argentino del WPC encargado de promover la presentación de trabajos técnicos y enviar delegaciones a los congresos, que se realizaban cada cuatro años. La presencia argentina se consideraba relevante, se buscaba conocer los últimos adelantos técnicos y comunicar las posibilidades de desarrollo de la industria en el país, se editaban folletos informativos y números especiales de *Petrotecnia* para distribuir en el congreso y hasta se organizaban cócteles de agasajo para los participantes y sus esposas.

Desde 1967, la Argentina, a través del IAP, ya era miembro del Consejo Permanente del WPC, institución sin fines de lucro nacida en Londres en 1933. En 1971, durante el VII.º WPC realizado en Moscú, se incorporó al Comité Ejecutivo, el "Gobierno real" de la institución, formado por sólo 16 miembros, lugar que ocuparía hasta 1997. Simultáneamente, en 1970 la Argentina se integró a la IGU, con sede en Bruselas, designando representantes para su Consejo Permanente y para varias comisiones de trabajo. Sus delegaciones comenzarían a participar activamente de las conferencias mundiales que la institución organizaba cada tres años.

En el camino de concretar el objetivo fundacional de ser un referente técnico para la industria de los hidrocarburos, el IAP acrecentó sus actividades y su espacio de trabajo. En 1970 se adquirió la segunda planta del edificio de Maipú 645, y en 1972 se inauguraron las nuevas instalaciones, que permitieron multiplicar la labor de las comisiones técnicas, incorporar nuevos y más concurridos cursos y contar con mayores comodidades para la biblioteca.

En los años setenta se hicieron más frecuentes los congresos, simposios y otros encuentros técnicos, realizados en distintas ciudades del país. Entre ellos podemos mencionar los tres Simposios de Recuperación Secundaria

(1970, 1973 y 1979), el Primer Simposio sobre Acondicionamiento y Recuperación de Hidrocarburos del Gas Natural (1972) y el Primer Congreso Latinoamericano de Perforación (1978). A partir de 1970, comenzaron a editarse volúmenes que recopilaban los trabajos presentados a las reuniones técnicas, constituidos en adelante en una fuente de consulta frecuente dentro de la industria.

En esos tiempos no se tercerizaban funciones, y todas las tareas implicadas en la organización de congresos, simposios o jornadas; desde la publicación de trabajos hasta la reserva de hoteles, estaban a cargo del IAP. Se trataba de un trabajo artesanal en el que se involucraba todo el personal y que tenía como responsables y principales hacedoras a Susana Borgato y Rosa Rodríguez, que formaron parte del *staff* del Instituto durante más de 40 años. Por esos tiempos no llamaba la atención ver las mesas de la biblioteca pobladas de portafolios que había que llenar con la documentación de un congreso y al Ing. Raúl Mucci, por entonces Director General, ocupándose de esa tarea.

La década de 1980: la búsqueda de nuevas respuestas

En la década de 1980, la producción petrolera argentina se mantendría estable a partir de haber alcanzado el autoabastecimiento de crudo en 1982. La producción de gas creció un 80% entre 1980 y 1989, mientras se expandía la red de transporte y distribución. En 1985 se



Reuniones sociales en el IAPG.

puso en marcha el denominado Plan Houston, destinado a incentivar la actividad exploratoria. Los desafíos que enfrentaba la industria de los hidrocarburos –y junto a ella, el IAP– en esta etapa están claramente expuestos en las conclusiones del Primer Congreso Nacional de Hidrocarburos, que se realizó en las instalaciones del Centro Cultural General San Martín, en diciembre de 1982, en coincidencia con los 75 años de vida de la industria petrolera argentina y los 25 años del IAP.

Ese documento planteaba la necesidad de reactivar la exploración, incrementar el valor del gas natural a través de un mejor aprovechamiento del recurso, optimizar la capacidad de conversión de las refinerías, revalorizar los conceptos de conservación y sustitución energética, incorporar adelantos tecnológicos y establecer sistemas de capacitación profesional permanente. En tanto, al IAP se le proponía participar activamente en este proceso, poniendo énfasis en el intercambio de experiencias y conocimientos por medio de la organización de congresos y seminarios. El IAP aceptó el reto. Los congresos y reuniones técnicas pasaron a ocupar un lugar de privilegio, siendo los temas protagonistas la exploración, el gas natural, la refinación y la informática.

Desde 1984 se realizaron el 1.º Congreso Latinoamericano de Gas, dos ediciones del Simposio Argentino de Refinación de Petróleo (1985 y 1988), 1.ªs Jornadas de informática aplicada a la producción de hidrocarburos (1987); y el 1.º Simposio de producción de hidrocarburos (1988). En ese entonces, el IAP también colaboraba con la Asociación Regional de Empresas del Sector Petróleo, Gas

y Biocombustibles en Latinoamérica y el Caribe (ARPEL) en la organización del 1.º Congreso Latinoamericano de Hidrocarburos, realizado en 1987. En el último año de esta década, inició su camino el 1.º Congreso Nacional de Exploración de Hidrocarburos, que ya lleva ocho ediciones.

Las comisiones técnicas se hicieron eco de los temas que las empresas y profesionales necesitaban resolver y generaron una variada gama de actividades, entre ellas simposios y mesas redondas sobre cementación, terminación y reparación de pozos, producción y plantas de tratamiento de gas. También –como resultado de la labor de las comisiones– se organizaron nuevos cursos y se editaron publicaciones tales como *Ingeniería de proceso, ingeniería básica e ingeniería de detalle* (Comisión de Ingeniería de Proyectos), *Proyecto de norma para definición, clasificación y estimación de recursos y reservas de hidrocarburos* (Subcomisión de Reservas) y *Obtención y utilización de las curvas de permeabilidad relativa* (Comisión de Producción), entre otras. En tanto, una comisión conformada a tal efecto publicó el estudio *Precio del gas natural. Propuesta de una metodología para su determinación*, en 1989.

Al mismo ritmo se multiplicaron las consultas a la Biblioteca, devenida en punto de encuentro de los socios que poblaban a diario las reuniones de comisiones. Con la inversión propia del Instituto y con la colaboración de la Sección Argentina de la Society of Petroleum Engineers (SPE) se actualizaba la bibliografía técnica, sin embargo, se hacía necesario dinamizar la gestión. Gas del Estado había iniciado en 1977 la elaboración de un catálogo automatizado alimentado con tarjetas perforadas y luego con cintas magnéticas, e invitó al IAP a sumarse a este proyecto pionero.

En 1980 se inició el trabajo de elaboración de fichas –en el que colaboraron otros sectores del Instituto– y a largo de la década de 1980, se catalogó la mayor parte de los libros, cuyos resultados se volcaron en el centro de cómputos de Gas del Estado, donde se imprimían periódicamente los catálogos bibliográficos.

La década de 1990: época de cambios

Al iniciar esta década, las reglas de juego de la industria de los hidrocarburos atravesaron una profunda transformación, sustentada en los conceptos de privatización y desregulación, que se vivió también al interior del IAP. La



Uno de los primeros simposios del IAPG.

producción de petróleo fue en 1999 un 66% superior a la de 1990, mientras que el gas creció un 85%. La Argentina comenzó a exportar sus hidrocarburos, y el desarrollo de la industria estaría cada vez más ligado a los vaivenes de los mercados internacionales.

Para el IAP, este decenio se iniciaba con uno de los acontecimientos más trascendentes de su historia: la organización del XIII.º World Petroleum Congress (WPC), realizado en Buenos Aires en octubre de 1991 e inaugurado por el entonces Presidente de la Nación, Dr. Carlos Saúl Menem. El Congreso contó con la concurrencia de más de 2.000 delegados de los cinco continentes, quienes debatieron sobre una gran variedad de temas, reunidos bajo el eslogan “Nuevos horizontes para la industria del petróleo: desafíos y oportunidades técnicas y económicas”. Este acontecimiento, coincidente con el proceso de cambios que atravesaba el sector energético argentino, tuvo alta repercusión no solo al interior de ese sector, sino también en los medios de comunicación masivos.

Las nuevas realidades de la industria obligaban a repensar las funciones del Instituto. Los objetivos básicos no se modificaron, pero sí el modo de llevarlos adelante. Se planteó la necesidad de optimizar los sistemas de gestión y brindar servicios de alta calidad destinados tanto a las empresas que ya eran socias y como a otras nuevas que se estaban sumando a la industria. Algunos servicios, que hasta entonces se prestaban sin cargo, deberían generar ingresos que, junto a las cuotas anuales de los asociados, permitieran sostener el necesario crecimiento institucional.

El Ing. Eduardo Rocchi, Presidente entre 1984 y 1998, y el Dr. Roberto Cunningham, Director General entre 1992 y 2008, fueron los impulsores de este cambio al que se bautizó como “IAP Nueva Era”. Entre los nuevos actores de la



Inauguración de la Seccional Cuyo.

industria estaban las empresas de transporte y distribución de gas natural, constituidas a partir de 1992. Tras intensas negociaciones, en 1996 se incorporaron al IAP, que pasó a llamarse Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG). Se creó una Dirección Técnica de Gas, se conformaron nuevas comisiones para atender a los temas específicos de este sector y se buscó reactivar la presencia argentina en IGU.

Los nuevos servicios rápidamente comenzaron a tomar forma. Uno de los problemas por resolver era el acceso a la dispersa información estadística y legal, indispensable para la toma de decisiones en todos los niveles de actividad. El Instituto, que desde sus inicios publicaba boletines estadísticos, se hizo cargo en 1990 de la edición de los boletines mensuales y anuales de la Secretaría de Energía sobre Combustibles y Energía Eléctrica. En 1994, con un *software* desarrollado a tal efecto, tomó forma el Sistema de Información Estadístico para Petróleo y Gas (SIPG) y en 1995 se publicó el *Concession Handbook*, al que nos hemos referido en la primera parte de esta nota. El acceso a la normativa legal, dispersa en boletines oficiales de la Nación, las provincias y los municipios se logró a través de la publicación del *Digesto de Legislación de Hidrocarburos* (1992), el *Digesto de Legislación de Gas* (1995) y el *Digesto de Legislación Ambiental* (1995). Estas herramientas se constituyeron en instrumentos sumamente eficaces de recopilación, almacenamiento y distribución de información estadística y legal.

La Argentina y el mundo proponían el abordaje de nuevas problemáticas que, dentro del IAPG, serían encaradas a través de la labor de las comisiones, de los cursos y de los congresos. Una de ellas era la protección del medio ambiente, una preocupación creciente que atravesaba a todas las naciones y a todos los sectores productivos. En la década anterior, se habían formado comisiones sobre el tema y se había empezado a dictar un curso de simulación de derrames. En 1991 se elaboró un estudio sobre preservación ambiental en el *upstream*, que sustentó la reglamentación que al respecto emitió la Secretaría de Energía en 1992. En 1993 se realizaron las 1.^{as} Jornadas Argentinas de Preservación del Recurso Agua en la Industria Petrolera, evento que se reiteraría en años posteriores extendiendo su cobertura a la contaminación del suelo y de la atmósfera.

En 1994 se organizó la primera Olimpiada sobre Preservación del Ambiente, un certamen destinado colegios secundarios de todo el país que ya lleva 18 ediciones y que se propone incentivar el estudio de temas ambientales en los jóvenes, promover la conciencia social en torno del tema y difundir la labor que realizan las empresas de la industria del petróleo y del gas por preservar el ambiente.

Otro de los temas que interesaban a la industria en todo el mundo era la calidad en las empresas industriales y de servicios. En 1987 había aparecido la primera edición de las normas ISO 9000 sobre gestión continua de calidad, estudiadas en el Instituto por la Comisión de Garantía de Calidad que organizó el 1.^{er} Encuentro Latinoamericano para la Calidad en la Industria Petrolera.

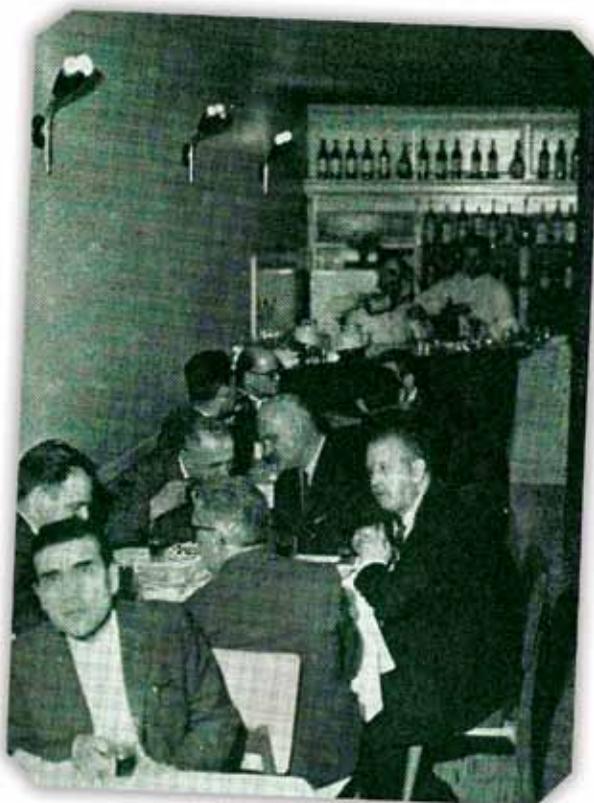
Motorizada por la confluencia de varias situaciones como la creación del Mercosur, el inicio de las exportaciones argentinas de petróleo y de gas, y los problemas del abastecimiento de energía, la integración energética regional apareció como tema dominante. El IAPG la abordó a través del trabajo de sus comisiones o en artículos



La biblioteca en la década de 1970.

publicados en *Petrotecnia*, que desembocaron en 1997 en el 1.^{er} Congreso Latinoamericano y del Caribe de Gas y Electricidad (LACGEC). Este congreso fue organizado en forma conjunta con el Comité Argentino de la Comisión de Integración Energética Regional (CACIER) y la Sección Argentina de SPE.

Uno de los hechos destacados de esta década, plagada de nuevos emprendimientos, fue la organización de la primera edición de la exposición Argentina Oil & Gas (AOG) en 1995, conjuntamente con el 1.^o Congreso Latinoamericano de Refinación y el 3.^{er} Congreso Latinoamericano del Gas. Mientras tanto, el IAPG continuaba con la realización de cursos, congresos y simposios sobre perforación, tecnologías de producción, tratamiento del gas natural y corrosión en yacimientos entre otros temas.



Las instalaciones del IAP incluían un bar en la década de 1960.

El IAPG en el país: el rol imprescindible de las Seccionales

La historia del IAPG cobra sentido, en gran parte, por su expansión territorial hacia las regiones de la Argentina donde la industria de los hidrocarburos desarrolla sus actividades, es decir, donde es posible el contacto directo con profesionales y técnicos que trabajan en yacimientos, en refinerías o en otras actividades operativas. Los protagonistas de esta expansión son, sin duda, las Seccionales, que junto al objetivo de constituirse en referentes técnicos para la industria del petróleo y del gas, se plantean otros, ya relacionados con la inserción social de esta industria en regiones donde los hidrocarburos constituyen la piedra fundamental de la actividad económica.

Su estructura es similar a la del IAPG Central, pero, tanto las relaciones entre sus integrantes al interior del Instituto como las relaciones con el ámbito social en el que trabajan, cobran características propias, particulares de cada región. Todas las seccionales se conforman con empresas asociadas y socios personales, representados en una Comisión Directiva, e integran comisiones especializadas. Prestan su apoyo a congresos y simposios a nivel nacional y ofrecen una invaluable contribución al desarrollo de la Olimpiada sobre Preservación del Ambiente. Varias de ellas participan del Programa de Certificación de Oficios y colaboran con el Proyecto Biblioteca Universitaria de Petróleo y Gas (BUPG), entre muchas otras acciones.

Además de este trabajo conjunto, las Seccionales tienen sus propios programas de actividades. Organizan cursos, jornadas y talleres, realizan estudios técnicos y trabajan en la elaboración de prácticas recomendadas, enfocándose hacia problemáticas regionales.

La actividad técnica es acompañada casi siempre de encuentros de camaradería, y son frecuentes los torneos deportivos (de fútbol, tenis, golf u otros deportes) en que participa el personal de las empresas socias. A ello le agregan una importante actividad de responsabilidad social. En general, articulan sus acciones con otras instituciones privadas y oficiales y con universidades e institutos terciarios que dictan carreras

técnicas afines a la industria. Tienen una fluida relación con los medios de comunicación en ciudades donde los diarios, la televisión o la radio dan a conocer diariamente noticias relacionadas con el petróleo y el gas.

En la nota titulada "Una entidad sin fronteras", aparecida en *Petrotecnia* en agosto de 2009, se presenta una completa reseña de la historia de las siete Seccionales. No reiteraremos toda esa información, pero recordaremos algunos datos centrales de su desarrollo histórico.

La pionera es la Seccional Sur, nacida en 1961, que desde Comodoro Rivadavia representa a la cuenca golfo de San Jorge. Fue sede de numerosos congresos y reuniones técnicas nacionales y regionales, y desde 2001, realiza Jornadas Anuales que, junto a los cursos y talleres, constituyen espacios de intercambio de experiencias y conocimientos. Un aporte muy valioso es la Escuela de Conducción Defensiva, establecida desde 1999 por un convenio con la Universidad Nacional de la Patagonia San Juan Bosco, con el objetivo de prevenir accidentes viales en las rutas que entrelazan a las localidades de la extensa cuenca. En 2007, Comodoro Rivadavia fue sede de los actos centrales del IAPG para la celebración del centenario de la industria petrolera y albergó la Exposición Centenario del Petróleo en Argentina. Ahora inicia su sexta década de vida inaugurando una sede propia en un edificio construido a tal fin.

La Seccional Comahue, creada en Neuquén el 17 de octubre de 1968, desarrolla una intensa actividad, acorde con el crecimiento de la industria en esa región, la única dentro de la Patagonia donde está presente la refinación. Desde sus inicios, se dedicó a la capacitación y a la acción social dirigida a la comunidad. En los últimos 25 años, Neuquén albergó una nutrida agenda de congresos y jornadas de nivel regional, nacional y latinoamericano. Desde 2004, la adquisición de una sede propia proporcionó un espacio donde intensificar sus actividades y recibir las consultas de estudiantes, docentes, profesionales o periodistas. Actualmente desarrolla estudios técnicos y prácticas recomendadas para la industria, colabora con organismos provinciales en temas ligados a la

Los desafíos del siglo XXI

En los primeros años del nuevo siglo, la industria se enfrentaba con nuevos y con viejos problemas, entre ellos, el abastecimiento de petróleo y gas natural en un país con demanda creciente, cuya matriz energética depende en un 90% de los hidrocarburos. Integración regional, nuevas tecnologías, exploración intensiva, o reservorios no convencionales son algunas de las expresiones más frecuentemente escuchadas dentro del menú de soluciones propuestos. En el primer número de *Petrotecnia* de 2000 el entonces Presidente del Instituto, Ing. Oscar Secco, planteaba para la institución, la misión de colaborar para una eficiente integración con países vecinos y de promover la innovación tecnológica y la rápida incorporación de la tecnología de la información (IT). Finalmente, reflexionaba sobre la necesidad de incentivar el interés de los nuevos profesionales de la industria para incorporarse al Instituto. "Un IAPG acorde con los tiempos al que se acuda con gusto y se lo apoye con vocación puede ser un importante plus para el progreso de la industria, como así también para el país" concluía.

Ese IAPG necesitaba contar con más espacio donde desarrollar sus crecientes actividades. En 1995 se había adquirido el 4.º piso del edificio de Maipú 645 y en 1998, la planta baja y el subsuelo. Al iniciarse el nuevo siglo, el Instituto ocupaba cinco niveles que serían refuncionalizados entre 2004 y 2006, lo que aseguraba la disponibilidad de oficinas, salas de reunión y aulas con equipamiento multimedia. A ello se agregaron nuevas instalaciones para

la Biblioteca, ubicadas en el subsuelo, y un auditorio instalado en el cuarto piso. La construcción de este auditorio, inaugurado en 2006 por el expresidente del IAPG Walter Schmale, fue posible gracias a la invaluable colaboración de la familia de Egon Ostry, fundador de la empresa Petrolera San Jorge.

Todos los proyectos iniciados en los años anteriores seguían en marcha para el año 2000 y se incorporaban otros nuevos. En esos momentos, Internet era ya un mandato ineludible tanto para darse a conocer como para acceder a la enorme oferta de información proveniente de todo el mundo. El IAPG había habilitado su primer sitio web en 1998, que fue objeto de sucesivas transformaciones a partir del 2001, incorporando nuevas funcionalidades; la última versión fue lanzada hace pocos meses.

El sistema estadístico SIPG, en sus inicios publicado en CD, migró a Internet e incorporó en su módulo *upstream* la información por pozo. Actualmente se está desarrollando el Sistema Geográfico de Petróleo y Gas (GEO PG) que contiene datos georreferenciados sobre más de 600 áreas productivas o exploratorias y se visualiza a través de capas inteligentes que pueden activarse y desactivarse para poder realizar distintas consultas, generar listados y armar salidas cartográficas de acuerdo a las necesidades de la información. También se digitalizaron los digestos de legislación que ahora pueden ser consultados *online* por sus suscriptores.

La migración a Internet era especialmente importante para la Biblioteca, que debía atender a la creciente demanda de información proveniente de todo el país y del exterior. El catálogo de tarjetas perforadas de la década de

salud y a la preservación ambiental y trabaja en estrecha relación con la Universidad Tecnológica Nacional y con la Universidad Nacional del Comahue. En 2005 y 2010 fue sede de la exposición Oil & Gas Energía Patagonia y en los últimos dos años, ha organizado jornadas técnicas donde el eje han sido los reservorios no convencionales, el tema de mayor interés en la cuenca Neuquina.

Otras dos Seccionales del IAPG se ubican en la Patagonia, Río Gallegos y Tierra del Fuego, nacidas en 1992 y 1993, herederas de la Seccional Austral, conformada a principios de la década de 1980. Ambas han logrado constituir comisiones de trabajo, organizar cursos de capacitación y trabajar activamente con la comunidad. La Seccional Tierra del Fuego, ubicada en Río Grande, que participó de la realización del Congreso Austral del Gas (1997), planea construir una sede propia en un terreno cedido por el Municipio.

La Seccional Río Gallegos ha puesto énfasis en su trabajo con la comunidad local. Entre sus actividades más destacables están las jornadas Cuidemos el mar (2003), realizadas conjuntamente con la Prefectura Naval Argentina, que incluyeron un simulacro de derrame de hidrocarburos, las 2.^{das} Jornadas Técnicas sobre Acondicionamiento del Gas Natural, con sede en El Calafate (2008) y el Taller de capacitación sobre la industria del petróleo y del gas para periodistas (2012). Un aporte muy interesante es el Proyecto Piloto sobre Uso Racional de la Energía, desarrollado conjuntamente con otras instituciones santacruceñas, destinado a difundir los principios URE demostrando que se pueden lograr ahorros significativos manteniendo los estándares de vida.

Por su parte, Mendoza alberga a la Seccional Cuyo, creada hace 45 años, que actualmente funciona en oficinas cedidas por la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Cuyo, con la que siempre trabajaron en estrecha colaboración. En efecto, ya en 1970 organizaron conjuntamente con el IAP de Buenos Aires el 1.^{er} Simposio de Recuperación Secundaria, iniciando un camino que incluye una larga lista de congresos y simposios nacionales y latinoamericanos. Su inserción en una provincia

con estructura económica diversificada, donde la industria petrolera abarca tanto el *upstream* como el *downstream* y en la que están radicadas grandes empresas de servicios, la ha llevado a realizar cursos sobre una variada gama de temas, participando además en actividades sociales comunitarias, entre ellas la emblemática Fiesta de la Vendimia, en donde presenta un carro conmemorativo y elige una reina del Petróleo. Actualmente, la Seccional está trabajando en la organización de las Jornadas de Recuperación Mejorada de Petróleo, uno tema crucial para la cuenca Cuyana, que alberga yacimientos maduros con extensa historia de producción.

La Seccional Norte, también ubicada en una cuenca donde conviven las actividades de *upstream* y *downstream*, se constituyó en Campamento Vespucio en 1981. Su principal actividad ha sido la capacitación, compartida con la realización de reuniones técnicas como las Jornadas de Plantas de Aminas (2002), las Jornadas de Compresión de Gas Natural (2003), las Jornadas de Integridad de Ductos y Equipos Estacionarios (2006) y la colaboración en la organización de congresos organizados por el IAPG en la ciudad de Salta. Sus actividades de responsabilidad social están enfocadas a los problemas comunitarios propios del norte salteño, destacándose la campaña "Al dengue lo vencemos con educación", implementada en 2009 con la participación de médicos laborales de las empresas socias.

Las Jornadas de Celebración del Mes de la Calidad, en octubre de 2008, señalaron el inicio de las actividades de la Seccional La Plata. Desde un principio, su propuesta fue desarrollar acciones relacionadas con la calidad industrial, la seguridad y la preservación ambiental, dirigidas al polo industrial de La Plata, Berisso y Ensenada, con fuerte presencia de la refinación y la petroquímica e inserto en una comunidad que supera largamente el millón de habitantes. A pesar de su corta vida, ha desarrollado una interesante agenda de actividades que incluye las Jornadas Regionales de Medioambiente (2009), las Jornadas Regionales y Exposición de Seguridad Industrial (2010), las jornadas regionales Gestión Integrada para la Sustentabilidad (2011).

1980 había quedado en la prehistoria de la informática. En el año 2001 se puso en marcha el Proyecto Biblioteca Virtual destinado al desarrollo de una Base de Datos Bibliográfica (BDB) que actualmente contiene más de 60.000 referencias bibliográficas y más de 5.000 documentos digitalizados accesibles de manera *online*. Esta realización fue posible gracias a la valiosa colaboración de la Fundación Alejandro Ángel Bulgheroni Botto y al asesoramiento del Northern Alberta Institute of Technology (NAIT) en el marco de un programa de la Canadian International Development Agency (CIDA) denominado *Southern Cone Technology Transfer*.

Internet no privó al IAPG de publicaciones impresas. A partir del año 2000, aparecieron varias publicaciones ya descriptas en la primera parte de esta nota, entre ellas *El abecé del Petróleo y del Gas*, heredero del folleto *Petróleo Gas y sus Derivados*, editado en la década de 1970, el *Diccionario Técnico de la Industria del Petróleo y del Gas*, el libro *Aspectos técnicos, estratégicos y económicos de la Refinación del Petróleo* de cuya redacción participaron reconocidos especialistas, además de los libros editados conjuntamente con los sucesivos congresos sobre exploración.

Las acciones de responsabilidad social también estuvieron presentes, de lo cual son ejemplo las ediciones anuales de la mencionada Olimpiada sobre Preservación del Ambiente y numerosas actividades a cargo de las Seccionales. En 2004 se publicó el libro *La responsabilidad social de las empresas de la industria del petróleo y del gas* y, en adelante, varios informes sobre este tema.

En 2009, el IAPG suscribió la iniciativa propuesta por el

Pacto Global de las Naciones Unidas que llama a las compañías a adoptar diez principios universales relacionados con los derechos humanos, las normas laborales, el medio ambiente y anticorrupción. Su impulsor fue Kofi Annan, quien convocó a compañías, organizaciones de las Naciones Unidas, trabajadores, organizaciones no gubernamentales (ONG) y otros actores a construir un mercado global más inclusivo y más equitativo.

Por otra parte, en el año 2000 se creó la Comisión de Innovación Tecnológica con el objetivo de aportar soluciones a la problemática relación entre las empresas, el sistema científico-tecnológico y las universidades. Esa misma comisión fue la que generó el Primer Encuentro



Ing. E. López Anadón, Presidente del IAPG, inaugura el CIE 2011.



Secretaría del IAPG, 1971.

entre la Oferta y la Demanda en Innovación Tecnológica e instauró conjuntamente con la Fundación YPF un premio anual destinado a proyectos innovadores aplicables a la industria petrolera. En 2004, conjuntamente con la Sección Argentina de SPE, se organizó el 1.º Expo-Congreso de Innovación Tecnológica en Energía y Proceso (IN-NOPEC), clausurado por Marcelino Cereijido, prestigioso científico argentino residente en México, quien pronunció una conferencia que alcanzó amplia repercusión en los medios de comunicación impresos y audiovisuales.

En el marco de las relaciones entre la industria y la comunidad científica es importante destacar el convenio firmado con el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva en el marco del cual se está desarrollando el Proyecto de Investigación e Innovación en el área tecnológica denominada Recuperación Mejorada de Petróleo (*Enhanced Oil Recovery*, EOR) del que participan tres universidades y seis empresas productoras de petróleo y gas.

Eventos internacionales para una industria centenaria

En el período 2000-2011 se realizaron más de cincuenta congresos, simposios, jornadas técnicas o *workshops*, varios de ellos en interacción con otras instituciones, imposibles de reseñar en su totalidad en el marco de esta nota. Este período albergó la conmemoración de los 200 años de vida de la Argentina, de los cien de la industria, de los 50 años del IAPG y la realización de un importante evento la World Gas Conference 2009 (WGC 2009), un encuentro internacional que organiza cada tres años la mencionada IGU.

La necesidad de plantear un análisis totalizador sobre el abastecimiento energético a nivel nacional y regional, ya abordada por el LACGEC, caracterizó al Congreso Hidrocarburos 2003. En 2004 el 2.º Congreso Latinoamericano de Calidad en la Industria del Petróleo y del Gas reunió a más de cuatrocientos especialistas provenientes de doce naciones de América y Europa. También en 2004 y luego en 2007, se realizó el Congreso Seguridad y Salud Ocupacional en la Industria del Petróleo y del Gas, que en su tercera edición, en 2010, pasaría a ser un congreso latinoamericano. En 2009 se realizaron las Jornadas de Evaluación y Desarrollo de Reservorios *Tight*, uno de los temas de mayor interés en los últimos años, que también fue abordado en 2010 en el Congreso de Producción del Bicentenario realizado bajo el lema "El desafío de producir más energía", mientras el país celebraba sus 200 años.

Entretanto, Madrid fue sede, en 2005, del 1.º Congreso Euroamericano de Energía organizado por la Asociación Española de la Industria Eléctrica (UNESA), el Club Español de la Energía (ENERCLUB), el CACIER y el IAPG. Este congreso constituyó un foro de análisis económico y político de la integración regional y global, que incluyó una mesa redonda sobre cuestiones de Estado, en la que participaron entre otros Daniel Cameron, Secretario de Energía de Argentina, y Dilma Rouseff, en ese momento Ministro de Minas y Energía de Brasil.

Para 2007 la AOG debió mudarse del predio Costa Salguero a la sede de la Sociedad Rural, en busca de un espacio mayor para el creciente número de expositores.



Inauguración del WPC 1991. Presidencia del Dr. Carlos S. Menem.

Desde 2003 la AOG convivía con el Foro Internacional de la Energía (FIE), pero en su edición 2011, la AOG se realizó conjuntamente con el Congreso Interactivo de Energía (CIE), organizado por el IAPG y el Comité Argentino del Consejo Mundial de la Energía (CACME).

En tanto, el primer número de *Petrotecnia* en 2007 se dedicó a los 100 años de historia de la industria petrolera, iniciando un año de conmemoraciones que continuaría con la publicación del *Libro del Centenario del Petróleo Argentino*, cuya redacción se encomendó al periodista y escritor Horacio Salas y con la Celebración del Centenario, un encuentro organizado por la Comisión de Exploración y Desarrollo que repasó la historia de la exploración petrolera argentina. El 13 de diciembre se celebró el Día del Petróleo en Buenos Aires y en todas las seccionales, pero el acto central tuvo lugar en Comodoro Rivadavia, desde donde pronunció un discurso el Presidente del IAPG, Ing. Ernesto López Anadón. A su vez, el centenario de la industria petrolera coincidió con los cincuenta años de vida del IAPG, celebrados con un evento musical en Teatro Avenida.

La participación en congresos internacionales fue importante en este período. En 2001 se realizó en Buenos Aires el 18th World Energy Congress (WEC), organizado por CACME. Por primera vez un país latinoamericano era sede del evento, que ese año albergó a la exposición AOG. Entretanto, el IAPG continuaba enviando delegaciones a todas las ediciones de los World Petroleum Congress (WPC) y continuaba ocupando un lugar en el Council. El Ing. Carlos Bechelli, participante de los congresos desde 1963, ocupó los cargos Vicepresidente y VP Senior entre 1994 y 2002. En el XIX.º WPC, realizado en Madrid en 2008, recibió el premio *WPC Recognition for outstanding achievement*, por su labor de 44 años dentro de la institución. En 2010 se realizó en Colombia el 1st WPC Regional Meeting for Latin America cuyo Comité Ejecutivo estuvo presidido por Carlos Bechelli.

Como dijimos, en 2009 tuvo lugar un acontecimiento de significativa importancia: Buenos Aires fue sede de la 24th World Gas Conference (WGC) organizada conjuntamente por la IGU y el IAPG, realizada bajo el lema "El desafío energético global. Revisión de las estrategias para el Gas Natural". La inauguración estuvo a cargo de la Presidenta de la Nación, Dra. Cristina Fernández de Kirchner. Era la primera vez que este evento, que reúne a empresarios y políticos de todo el mundo, tenía lugar en un país del hemisferio sur. Esta edición del Congreso Mundial de Gas fue acompañada por una muestra de 16.000 metros cuadrados en la cual 270 empresas e instituciones referentes del sector provenientes de 81 países presentaron sus últimos avances en tecnología, productos y servicios.

IGU es una institución internacional destinada a promover el desarrollo tecnológico y económico de la industria del gas que cuenta con 120 países miembros y trabaja con comités permanentes que abordan todos los aspectos de la industria del gas: exploración y producción, almacenamiento, transporte, distribución; utilización, desarrollo sustentable, estrategia, economía y regulación; mercados en desarrollo; gas natural licuado, integración de mercados de gas e investigación y desarrollo. Argentina, que es miembro de IGU desde 1970, ocupó la vicepresidencia de la institución a partir de la 22.º WEC Tokio, en 2003, y la presiden-



Inauguración del WGC 2009.
Presidencia de la Dr. Cristina Fernández de Kirchner.

cia desde la 23.º WEC Ámsterdam, en 2006, ambos cargos ejercidos por Ernesto López Anadón, Presidente del IAPG.

Historia y futuro

Los 55 años de vida del IAPG y los 15 de su antecesor, la Sección Argentina del ISAP han significado un acompañamiento a la industria del petróleo y del gas durante 70 de sus 105 años de vida. Esta apretada revisión, en la que se han dejado afuera gran parte de las actividades realizadas, pone de manifiesto el camino recorrido para constituir a este Instituto en referente técnico de la industria de los hidrocarburos.

A lo largo de su historia, el Instituto se adaptó a los vaivenes de una industria estratégica caracterizada por su dinamismo y versatilidad. Demostró su capacidad para organizar tanto pequeñas reuniones como congresos internacionales de gran envergadura, interactuó con otras instituciones nacionales, regionales y globales, representó al país en grandes eventos internacionales, desarrolló acciones de responsabilidad social y ofreció a la industria argentina de los hidrocarburos servicios de alta calidad: capacitación, comisiones técnicas de estudio, normalización, publicaciones, información estadística y geográfica, información legislativa, una biblioteca especializada única en el país y mucho más.

Todo lo realizado hasta ahora invita a plantear que el IAPG será capaz de continuar su camino junto a las industrias del petróleo y del gas, apelando a la experiencia, a la capacidad y al espíritu innovador para adaptarse a los nuevos escenarios que se presenten, encarando los desafíos que continúe imponiendo el siglo XXI. ■

Agradecimiento

La redacción de esta nota fue posible gracias a colaboración de las bibliotecarias María Florencia Mazzitelli y Silvia Domínguez, que realizaron un minucioso trabajo de recopilación de datos.



Congresos y jornadas

Los que se fueron. Los que vendrán

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

Los que se fueron

Congreso Latinoamericano y del Caribe de Perforación, Terminación, Reparación y Servicio de Pozos

Con una importante concurrencia de profesionales, cerró el viernes 10 de agosto el



Congreso Latinoamericano y del Caribe de Perforación, Terminación, Reparación y Servicio de Pozos, organizado por el IAPG y la Asociación Regional de Empresas del sector Petróleo, Gas y Biocombustibles en Latinoamérica y el Caribe (ARPEL, por su sigla en inglés).

El congreso tuvo lugar del 7 al 10 de agosto de 2012 en el hotel Sheraton de Retiro de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, y convocó a más de 350 asistentes provenientes tanto de la Argentina como de los Estados Unidos, Canadá, Venezuela, Uruguay, Colombia, Perú,





Ecuador, Bolivia, Chile, México y Brasil.

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

Además, hubo interesantes conferencias por parte de expertos de renombre internacional, como las experiencias en la explotación de yacimientos de *shale gas* en los Estados Unidos, experiencias en aguas profundas; así como mesas redondas sobre capacitación y desarrollo del personal de perforación; o aspectos logísticos de la perforación en el país y en la región. El broche final fue una visita guiada a la planta de Tenaris en la zona de Campana.

Oficiaron de anfitriones el presidente del Comité Organizador del Congreso, Ing. Oscar Vicente; el presidente del IAPG, Ing. Ernesto López Anadón; y el secretario Ejecutivo de ARPEL, Ing. César González.

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

El 3.º Congreso Latinoamericano y del Caribe de Refinación

También la actividad centrada en la refinación tendrá su momento del 30 de octubre al 2 de noviembre próximos, en el 3.º Congreso Latinoamericano y del Caribe de Refinación, organizado por el IAPG y por ARPEL. La sede será el Hotel Sheraton de Buenos Aires, y allí se tratarán los nuevos desafíos que se les presentan a los profesionales involucrados con este importante segmento del *downstream*.



El World Shale Latin American Summit 2012, en la Argentina

Como un capítulo latinoamericano del exitoso World Shale Latin America Summit, se celebrará en Buenos Aires, del 28 al 30 de noviembre de este año, el World Shale Latin American Summit.



La prestigiosa serie de conferencias especializadas llega al país, a raíz de las altas expectativas de producir *shale gas* en el país.

El IAPG y la Unión Internacional de Gas (IGU, por su sigla en inglés) oficiarán como anfitriones asociados de este congreso de dos días. Los temas relevantes que se tratarán serán: identificar las oportunidades más atractivas en la industria del *shale gas* en la región, su mejor aprovechamiento, su desarrollo a través de alianzas estratégicas y empresas mixtas; un análisis detallado de estudios de casos exitosos que permitirán determinar los pasos a seguir tras el descubrimiento de un yacimiento no convencional, y la transferencia de tecnología en el entorno operativo de América Latina, entre otros.

Los que vendrán

Jornadas de Recuperación Mejorada de Petróleo

El 20 y 21 de septiembre próximos tendrán lugar en la ciudad de Mendoza unas jornadas dedicadas exclusivamente a los métodos utilizados para la recuperación de hidrocarburos en secundaria, asistida y terciaria, o “*Enhanced Oil Recovery*” (EOR), organizadas por el IAPG.

Las jornadas abarcarán los aspectos operativos, técnicos y económicos, y serán un preámbulo para el Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas, también organizado por el Instituto, que se llevará a cabo en la ciudad de Rosario, Santa Fe, del 22 al 24 de mayo de 2013.



Nuevo

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
Av. Córdoba 1840 - Buenos Aires
www.sbs.com.ar

Se espera la presencia de expertos y de inversionistas internacionales, representantes gubernamentales, propietarios de tierras, operadoras y compañías de servicios para enfocarse en la industria de no convencionales en la zona. El presidente del IAPG, Ing. Ernesto López Anadón, será uno de los *speakers*.

Para más información: latam.world-shale.com y mrambridge@thecwcgroup.com

Conferencia Internacional LNG17



LNG 17 ★ GNL 17
HOUSTON 2013

La organización del congreso LNG17 sobre gas natural licuado, del que *Petrotecnia* es *media partner*, convoca a la conferencia sobre Gas Natural Licuado que se realizará en Houston del 16 al 19 de abril de 2013.

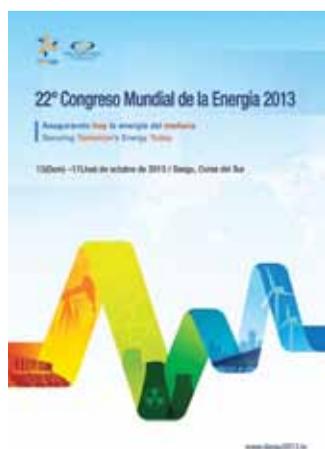
Pensada exclusivamente para el sector de gas licuado,

LNG17 será un evento estratégico tecnológico y comercial para profesionales expertos y comprometidos. Se espera la visita de más de 5.000 profesionales y de 10.000 hombres de negocios provenientes de 80 países, además de una zona de exposición de 200.000 m². LNG17 cuenta con el patrocinio de la Unión Internacional del Gas (IGU), el Instituto Tecnológico del Gas (GTI) y del Instituto Internacional de Refrigeración (IIR). Como anfitriona, está la Asociación Americana de Gas (AGA, por su sigla en inglés).

El 22.º WEC llama a presentar trabajos

Con el llamado a presentar trabajos técnicos, comenzó la cuenta regresiva del 22.º Congreso Mundial de la Energía 2013 (World Energy Council, WEC). El Congreso tendrá lugar en Daegu, Corea del Sur, del 13 al 17 de octubre de 2013. Será el tercer Congreso Mundial que se realiza en Asia y el primero, en Corea del Sur.

Tanto la situación energética mundial como la del país hacen particularmente interesante este congreso de energías múltiples, al cual asisten participantes de todo el mundo. La edición previa, en 2010, se realizó en Montreal y asistió una delegación argentina de 39 participantes: siete trabajos connacionales fueron aceptados y publicados; se espera superar esa cantidad en Daegu. Quienes se postulen deberán enviar una copia al Comité Argentino del Consejo



Mundial de la Energía (CACME), vínculo oficial en nuestro país entre el WEC y las personas y organizaciones vinculadas con el sector energético.

Más información: <http://www.daegu2013.kr> y cacme@cacme.org.ar.

La Argentina Oil&Gas Patagonia, en Comodoro Rivadavia

La Oil & Gas Energía Patagonia, el principal evento regional de la industria del petróleo y del gas, tendrá una nueva edición en la ciudad de Comodoro Rivadavia, del 12 al 16 de diciembre de 2012 que será organizada por el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG).

Una vez más, la Cuenca del Golfo San Jorge, histórica cuenca que dio origen a la industria de los hidrocarburos en la Argentina y que alberga la actividad de numerosas empresas entre operadoras, compañías de servicios y proveedores, será protagonista de esta muestra en la que se creará un ámbito propicio para exponer el alto nivel de desarrollo alcanzado y entablar contactos, tanto para negocios como para el intercambio de experiencias.

Hoy la zona provee el 30% de la producción nacional de petróleo y gas natural, cifras que podrían aumentar. Es que pese al historial de yacimientos maduros de esta Cuenca, se siguen realizando hallazgos, como los anunciados recientemente en Aguada Bandera y el otro frente al mar del Golfo de San Jorge, expectativas respecto del desarrollo de yacimientos no convencionales.

En esta etapa renovada de la historia de nuestra industria es que se realiza la Oil & Gas Energía Patagonia 2012, la cual se convertirá en diciembre en un foro de los profesionales para intercambiar experiencias; junto a la exposición, se realizará un ciclo de conferencias y una serie de actividades académicas.

Más información: www.iapg.org.ar





Premio Tenaris al Desarrollo Tecnológico Argentino

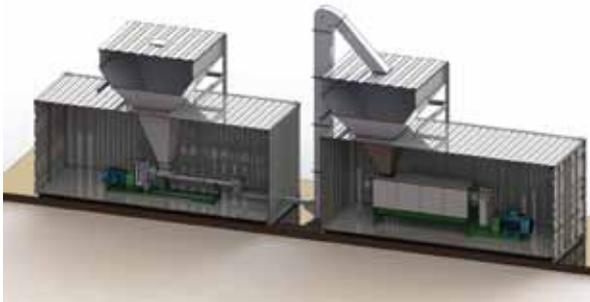
Tenaris y la Agencia Nacional de Promoción Científica y Tecnológica convocan a pymes industriales a presentar proyectos de desarrollo tecnológico con factibilidad de concreción económica e industrial. La presentación de los proyectos será desde el 25 hasta el 30 de octubre de 2012 y se otorgarán \$90.000 al primer premio y \$30.000 al segundo.

Desde 2005, el Premio Tenaris al Desarrollo Tecnológico Argentino premia los mejores proyectos de desarrollo tecnológico de pymes industriales argentinas vinculadas a los sectores metalmeccánico, energético, petroquímico, minero, autopartista y siderúrgico. El premio incluye un *voucher* para utilizar servicios científico-tecnológicos provistos por diferentes instituciones que integran el sistema científico tecnológico argentino.

Con esta iniciativa se busca fomentar la vinculación del sistema científico-tecnológico con el sector productivo, además de promover el desarrollo tecnológico de pymes industriales, en línea con las acciones que se desarrollan dentro del programa corporativo ProPymes, que promueve la competitividad de las pymes vinculadas. En las siete ediciones anteriores, se presentaron más de 170 proyectos, de los cuales 100 correspondieron a pymes provenientes del interior del país.

Por su parte, la Agencia tiene como misión promover la investigación científica y tecnológica, así como la innovación, con el fin de mejorar los sistemas productivos y de servicios. Para alcanzar esos objetivos, otorga financiamiento (créditos y subsidios) e implementa otras acciones de estímulo, dirigidas a proyectos que satisfagan condiciones específicas de calidad y pertinencia.

Para más información: www.premio.tenaris.com y www.agencia.gov.ar



YPF Inaugura una planta de Hidrodesulfuración

Con presencia de la Presidenta de la Nación, Cristina Fernández de Kirchner, YPF inauguró recientemente la nueva planta de Hidrodesulfuración de gasoil (HTG B), en el Com-



plejo Industrial La Plata. El acto contó con la presencia de gobernadores y distintas autoridades nacionales, provinciales y municipales, así como del CEO de YPF, ingeniero Miguel Galluccio, quien describió detalles de la obra.

La megaunidad productiva permitirá elaborar 1.750 millones de litros anuales de gasoil con bajo contenido de azufre, lo que constituye un hito para la producción local: la reconversión de gasoil común (con 1.500 partes por millón de azufre), en gasoil con 500 ppm. En el corto plazo, además, logrará también otro avance importante: producir local y sostenidamente Euro Diesel, el gasoil con mayor calidad del país, con un valor de azufre de 10 ppm.

La producción masiva de combustible con bajo contenido de azufre, más limpio y de mejor calidad, permitirá dar cumplimiento sostenido y sustentable a la resolución de la Secretaría de Energía, que entró en vigencia el 1.º de julio y que obliga a las empresas petroleras a ofrecer en la Capital Federal, el gran Buenos Aires y todas las capitales provinciales, un gasoil grado 2 con un contenido máximo de azufre de 500 ppm, con el objetivo de mejorar de manera sensible la calidad del aire de los grandes centros urbanos.

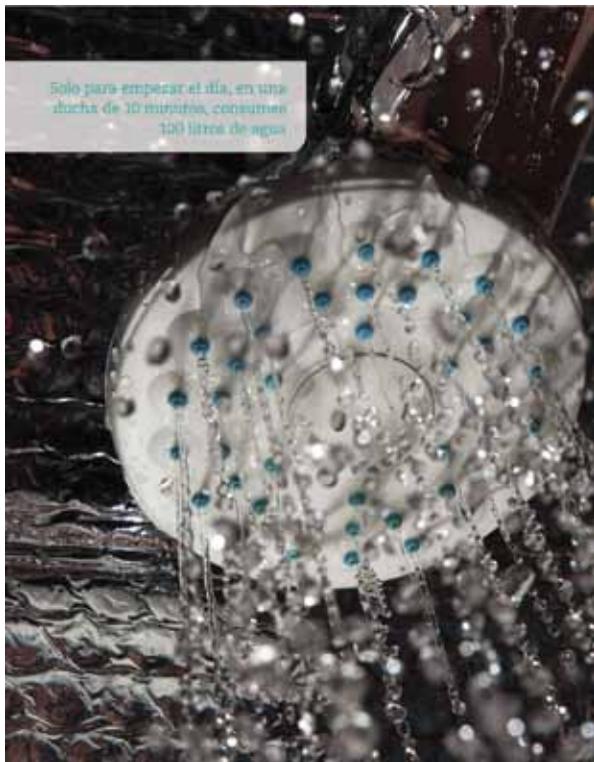
El nuevo combustible trae, además, un beneficio específico para el mercado automotriz. No sólo reduce las partículas tóxicas emitidas por los vehículos que consumirán el nuevo combustible, sino que, a su vez, otorga mayor vida útil a los motores. La nueva planta HTG B tendrá un impacto logístico de envergadura para el país, ya que la producción local sostenida permitirá a la compañía desarrollar una estructura óptima de distribución del gasoil para abastecer con mayor rapidez y efectividad.

Parte de la fuerte inversión, de más de 1.400 millones de pesos, incluyó la incorporación de un reactor especial proveniente de la India, de casi 40 metros de largo, 3,5 metros de diámetro y un peso de 376 toneladas. Ese equipo es "el corazón" de la flamante unidad.

El proceso de construcción requirió la mano de obra de 1.500 personas, con 3,6 millones de horas trabajadas y la articulación de los sectores de Refino e Ingeniería, que, en tiempo récord, construyeron nuevos tanques y piletas y desarrollaron obras civiles y electromecánicas, desde sendas, drenajes y cañerías hasta equipos eléctricos e instrumentos específicos.

Alianza para cuidar el agua

Mexichem Argentina, la compañía que fabrica y comercializa tubosistemas y accesorios Amanco para la conducción de agua y saneamiento, en alianza con Limpiolux y la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, promueve el cuidado del agua a través del Proyecto Hydros.



Así, tres empresas de distintos rubros se unen para concientizar sobre la importancia del recurso hídrico, a través de la muestra de fotografía itinerante *Hydros* y la obra *Aqua Planetae* en el espacio de arte de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires.

La muestra fotográfica, de entrada libre y gratuita, recorre el día de una persona develando todos los momentos en que consume agua, más allá de cuando la toma, mientras que la obra *Aqua Planetae* es una colección de muestras de agua de distintas partes del mundo que está en pleno proceso de crecimiento. De esta manera, se presenta mediante el arte el concepto de la huella hídrica y las problemáticas actuales del recurso.

Estas iniciativas son parte del Proyecto Hydros, una campaña impulsada a nivel mundial por la empresa Mexichem, que busca sensibilizar en la temática a distintos sectores de la sociedad. A través del sitio www.proyectohydros.com pone a disposición materiales de comunicación de descarga gratuita que los usuarios pueden utilizar para convertirse en "embajadores del agua".

Schneider Electric presentó soluciones para máquinas

Schneider Electric realizó recientemente el lanzamiento de MachineStruxure™, la solución para la automatización de máquinas industriales, y el Servicio Internacional de Soporte (CIS, *Customer International Support*). Además, se presentaron las

novedades en mando, señalización y detección; terminales de diálogo; variadores de velocidad y control de movimiento. MachineStruxure™ permite diseñar máquinas e instalaciones con más eficiencia energética, más económicas y maximizando su rendimiento. Compuesta por cuatro plataformas de *hardware* flexibles y un único paquete de *software* integral, propone arquitecturas testeadas, validadas y documentadas (TVDA) con bibliotecas de bloques de funciones para aplicaciones genéricas o dedicadas.

Estas plataformas flexibles utilizan un sólo *software* llamado SoMachine que se ejecuta en diversas plataformas de dispositivos de *hardware*, son abiertas y flexibles para simplificar la evolución y la gestión de soluciones personalizadas. MachineStruxure™ permite ahorrar hasta un 50% de su tiempo de implementación, ya que la interoperabilidad entre los elementos está validada por especialistas y funciona en todas las configuraciones posibles.



CH2M HILL en los Juegos Olímpicos 2012

La compañía de ingeniería y construcción CH2M HILL Argentina, con presencia en 80 países y filial local en Buenos Aires, fue uno de los miembros del consorcio de tres empresas internacionales (CLM Delivery Partner) que llevaron a cabo la administración de la planificación, diseño y construcción de la infraestructura y locaciones de los Juegos Olímpicos y Paralímpicos 2012 en Londres.

El programa se llevó a cabo durante seis años, con un valor actual de 10.600 millones de dólares, por medio del cual CH2M HILL aportó al consorcio y a ODA su experiencia en gestión de programas globales de ingeniería y construcción.

Entre los servicios de construcción y conversión se incluyó: un Parque Olímpico de 200 hectáreas con nueve instalaciones nuevas, incluido un estadio olímpico con 80.000 asientos, un centro acuático, un velódromo, un centro de hockey, un centro



de prensa, cuatro estadios polideportivos y una Villa Olímpica para los atletas. Además, se realizaron mejoras y modificaciones a instalaciones existentes, incluidos lugares históricos como Wimbledon y Lord's Cricket Ground (casa de partidos de cricket); y un plan de desarrollo sustentable con beneficios locales relacionados con cultura, deportes, voluntariados, empresas y turismo.

Asimismo, se desarrolló el programa de transporte de las Olimpiadas que incluye las redes de conexiones ferroviarias, aéreas y terrestres de Londres y un fuerte programa para una seguridad coordinada antes, durante y luego de los juegos.

IMPESA podría construir una central hidroeléctrica en Canadá

Tras un exigente proceso de calificación, el consorcio integrado por la multilatinas IMPESA y SNC Lavalin Inc. fue seleccionado por British Columbia Hydro (BC Hydro, sociedad estatal de la provincia de British Columbia, Canadá) entre ocho grupos internacionales que presentaron los documentos de calificación para integrar la *short list* final conformada por tres oferentes, los cuales ahora deberán presentar ofertas técnicas, económicas y financieras para la ejecución del proyecto John Hart sobre el Campbell River en la isla de Vancouver, Canadá.

De resultar adjudicatarios del proceso de presentación de oferta que se inicia, IMPESA junto a SNC Lavalin Inc. estarían a cargo de diseñar y construir una nueva central hidroeléctrica junto a la antigua que opera desde 1947. El proyecto bajo la modalidad BM (*Build and Maintain*) implica construir una nueva central con todo el equipamiento de generación necesario, conductos de presión y vertedero para desvío de agua, además de las obras civiles de casa de máquinas, túnel de conducción y auxiliares como caminos de acceso, senderos para turistas y obras de soporte para la ejecución del proyecto. La central de John Hart es una de las instalaciones de generación de energía hidroeléctrica de BC Hydro más antiguas y la más importante de la isla de Vancouver. Se espera que la sustitución de la antigua instalación por la nueva mejore la confiabilidad del servicio y la seguridad sísmica, lo cual podrá facilitar la protección del hábitat de los salmones, uno de los temas por los que es conocida esa parte del mundo.

Por su parte, IMPESA participará en el proyecto como proveedor de equipos generadores y financiando junto a SNC Lavalin Inc. un porcentaje de alrededor del 60% del proyecto. Se estima que los costos para la construcción y diseño de la central se encuentran en el orden de los 1.000 millones de dólares. BC Hydro adjudicará el contrato en julio de 2013 para comenzar a construir a la brevedad para poder finalizar y poner en funcionamiento la obra a finales de 2018.

Comienza Intersec Buenos Aires 2012

Del 15 al 17 de agosto se realizará en Buenos Aires la Exposición Internacional de Seguridad, Protección contra Incendios, Seguridad Electrónica, Industrial y Protección Personal, Intersec.

Intersec Buenos Aires 2012, donde se presentarán las últimas novedades en productos y servicios del sector de la

seguridad, se realizará en el Predio Ferial La Rural de Buenos Aires y será el ámbito por excelencia para que los profesionales se interioricen sobre las novedades del mercado.

Más información: www.intersecbuenosaires.com.ar

Runco S.A. presenta los nuevos Juno serie 3 de Trimble® para navegación, mapeo y cartografía móvil

La empresa Runco S.A. dedicada a la comercialización de instrumentos de medición y control, anunció el lanzamiento de la nueva línea de computadoras de mano integradas más compactas y livianas de Trimble®. Se trata de los nuevos Juno Serie 3, computadoras de bolsillo (PDA) que contienen un poderoso receptor GPS diferencial integrado y que pesan apenas 300 gramos. Los modelos Juno 3B y 3D de esta tercera generación se utilizan para posicionamiento, navegación, mapeo y cartografía necesarios para el trabajo diario en organizaciones que gestionan recursos críticos, servicios públicos, responden a emergencias o deben mantener actualizada la base de datos de un sistema de información geográfica (SIG) ya que permiten



Profesionales & consultores

VYP
CONSULTORES S.A.

Desarrollo de Yacimientos
Exploración
Análisis de Economía y Riesgos
Auditoría y Certificación de R&R

(54-11) 5352-7777 www.vyp.com.ar

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

GiGa
Consulting

Incluidos en el Registro de Auditores y Certificadores de Reservas de la Secretaría de Energía

Alejandro Gagliano
agagliano@gigaconsulting.com.ar

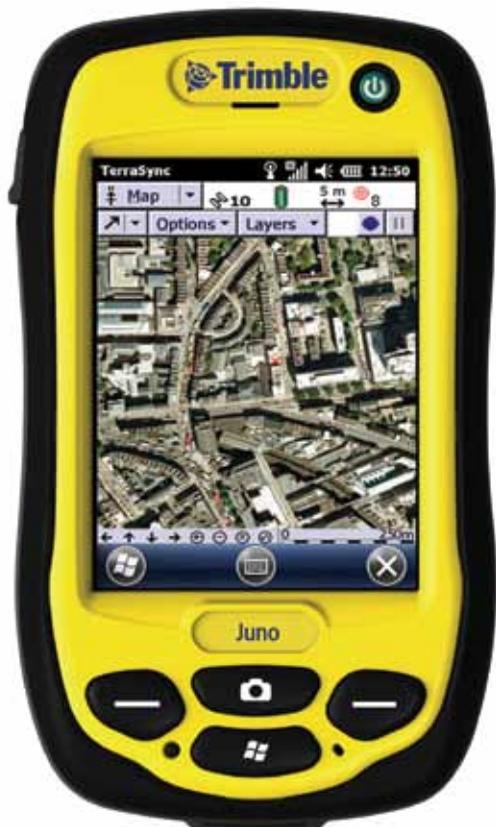
Hugo Giampaoli
hgiampaoli@gigaconsulting.com.ar

Edificio Concord Pilar
Sección Zafiro Of.101-104
Panamericana Km.49,5 (1629)
Pilar - Bs. As. - Argentina
Tel: +54 (230) 4300191/192
www.gigaconsulting.com.ar

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



Techint Ingeniería y Construcción, con las escuelas técnicas

En el marco de la fuerte presencia que tiene Techint Ingeniería y Construcción en la provincia de San Juan con proyectos de infraestructura, la empresa asume su compromiso con la comunidad local apostando a la educación en las escuelas técnicas.

En esta oportunidad, Techint llevó adelante el equipamiento del laboratorio de Energías No Convencionales de la Escuela Provincial de Educación Técnica N.º 5 (E.P.E.T. N.º 5). Con el objetivo de mejorar las condiciones para la inserción laboral de los alumnos de esta escuela técnica, Techint los acompañó en las gestiones vinculadas a la compra, instalación y montaje de los equipos, siguiendo los procedimientos de la compañía y capacitando en estos procedimientos tanto a docentes como alumnos.



aumentar la eficiencia tanto en el campo como en la oficina, lo que optimiza el flujo de captura y transferencia de datos.

Estos nuevos dispositivos de bolsillo combinan los beneficios de un GPS diferencial, una PDA con Windows, cámara de 5MP y un teléfono celular (en el Juno 3D). De esta manera los grupos de trabajo de campo pueden registrar datos GPS, capturar y vincular fotos a características SIG y enviar o recibir datos en el campo con un único instrumento.

Tanto Juno 3B como Juno 3D utilizan Windows Embedded Handheld 6.5 Profesional, como sistema operativo con un procesador Samsung de 800 MHz y 2 Gb de memoria no volátil ampliable con tarjetas microSD y microSDHC. Ambos modelos permiten conectividad por Bluetooth, Wi-Fi, acceso a Internet. En el caso del Juno 3D, incluye, además, paquete Microsoft Office Mobile con Outlook, Excel, Word, agenda telefónica y de actividades diarias, que complementa al teléfono celular integrado.

Se formalizó la donación del equipamiento técnico (convertidor, paneles solares, estación meteorológica) del laboratorio fotovoltaico. Así, además de la donación realizada, el compromiso incluye la capacitación del cuerpo docente en relación con el nuevo equipamiento, soporte en la generación de situaciones de enseñanza, visitas guiadas al proyecto Punta Negra, actualmente en ejecución por la empresa, e instancias de intercambio con profesionales vinculados a la producción energética y logística. Se busca con esto simular el desarrollo de un proyecto dentro de la compañía para que los alumnos y docentes tengan un acercamiento al mundo del trabajo real.

Foro de la Industria del Petróleo y del Gas

La mejor opción para sus consultas técnicas

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

www.foroiapg.org.ar

Nuevos



INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

Digesto de Legislación de Hidrocarburos

Digesto de Legislación de Gas

versiones on line



*UNA RECOPIACIÓN COMPLETA Y ORDENADA
DE TODA LA NORMATIVA NACIONAL Y PROVINCIAL
RELATIVA A LA INDUSTRIA DE LOS HIDROCARBUROS
Y EL GAS VIGENTE EN NUESTRO PAÍS.*

Búsquedas multicriterio
Normas y actos administrativos nacionales y provinciales compilados
Actualización cotidiana por email de normas publicadas en el Boletín Oficial Nacional y en los provinciales

www.iapg.org.ar - digestos@iapg.org.ar



La Seccional Sur inauguró su sede en Comodoro Rivadavia

Esta pujante representación del IAPG, creada hace más de 50 años en la ciudad más poblada de la Provincia del Chubut, cumple por fin con el anhelo de una sede propia. Lo que comenzó como una modesta casilla creció hasta la construcción de este moderno edificio, diseñado con un concepto arquitectónico afín al del barrio donde se ubica. Desde allí, el Instituto tiene la oportunidad de seguir reuniendo y capacitando a los miembros de la industria de los hidrocarburos.

El 19 de agosto último, la Seccional Sur del IAPG concretó unos de sus mayores anhelos: inaugurar su sede propia, en el barrio General Mosconi de Comodoro Rivadavia, en un edificio de diseño moderno y funcional que preserva el espíritu del histórico, construido por los antiguos carpinteros de YPF.

El nuevo edificio tiene más de 400 m² y consta de tres aulas, una sala de reuniones, una administración, oficina del gerente, un ambiente para el comedor, dos archivos, una cocina, cinco baños y una terraza transitable. Además, posee calefacción por losa radiante y aire acondicionado en todos los ambientes.

La inauguración –que contó con la bendición del edificio por parte de un religioso local– estuvo a cargo de Gastón Malbos, presidente de la Seccional Sur, quien se refirió a la sede como “el lugar donde la industria tiene que aportar a la comunidad y ayudar a las autoridades a legislar, trabajar y controlar”. Y agregó que el IAPG en la



región tiene “muchos desafíos por hacer, especialmente, tenemos que lograr transmitir a los más jóvenes lo que hemos recibido de la gente que tiene muchos años trabajando acá”.

Entre las actividades que se realizan, se encuentra la escuela de Manejo Defensivo “donde se capacita a los empleados de la industria, que tienen la conducción y tienen que ingresar a los yacimientos, y se les da los fundamentos (básicos y avanzados) para que puedan percibir los riesgos y cuidarse” dijo Malbos. También enumeró otras tareas: se trabaja continuamente en doce comisiones técnicas, desde la de Medio Ambiente hasta la de Producción, y “muchas veces se trabaja en consonancia con las autoridades de control, ya sea ministerios de Medio Ambiente o hidrocarburos en la cuenca, tanto en la provincia del Chubut como en el norte de Santa Cruz”.

Sueño alcanzado

El deseo de tener una sede propia se generó bastante tiempo atrás. Hacia 1961, con la creación de la seccional, su funcionamiento se dio en oficinas de la empresa. Años más tarde, YPF cedió (en el terreno del actual edificio) una modesta casilla de madera que las distintas comisiones fueron modificando para hacerla funcional a los distintos tipos de capacitación y reuniones. En 1999, el IAPG



firmó un convenio con la Universidad San Juan Bosco, y se creó la Escuela de Conducción Defensiva, que funcionó por 12 años en Warnes y Los Italianos, en un edificio perteneciente a la universidad.

También en 1999, el IAPG compró el terreno donde funcionaba el IAPG y, desde entonces, comenzaron los proyectos para la construcción del nuevo edificio. Hasta que finalmente, en junio de 2011, la actual Comisión Directiva firmó el contrato con la constructora y el estudio de arquitectura. La obra se concluyó para finales de julio de 2012, y a los pocos días, llegó el turno de la celebrada inauguración, tan importante para todo el IAPG. ■



**International
Bonded Couriers**

International Bonded Couriers

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

Av. Independencia 2182 - Capital Federal (C1225AAQ)

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

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

NOVEDADES DEL IAPG



Comahue entrega zapatillas en el Día del Niño

En el marco de la Responsabilidad Social Empresaria, el Instituto Argentino del Petróleo y Gas, Seccional Comahue, y en ocasión de los festejos del Día del Niño, comenzó a entregar pares de zapatillas a instituciones de bajos recursos. Este año los establecimientos beneficiados fueron:

- Escuela N.º 151 de Plaza Huinul.
- Hogar Sueños del Sur de la localidad de Arroyito.
- Hogar de Niñas, Neuquén capital.
- Escuela N.º 347, Cuenca XV, Neuquén capital.
- Escuela N.º 312, barrio San Lorenzo, Neuquén capital.

El total de pares de zapatillas donados fue de 400, fabri-



cados por el taller Esperanza de la ciudad de Cutral-Có, cabe destacar que los integrantes de este Taller son jóvenes con capacidades diferentes.

Los miembros de la Subcomisión de Eventos & Comunicaciones fueron los encargados de visitar a las instituciones (Ricardo Martínez, Carlos Hernando, Sebastián Cortez, Walter Ibáñez y Carlos Postai).



en procurar elevar los estándares de la industria.

“El premio GEOLING representa al hombre y la naturaleza, tratando de entenderla y de extraerle de la manera más eficaz sus riquezas”, reconocieron las autoridades del IAPG Seccional Comahue. En función de eso, los premios concedidos fueron:

- “Trabajo técnico e investigación”: Marcelo Barrionuevo (Geólogo, Petrobras S.A.), por lograr, con una nueva visión, la implementación de proyectos innovadores de desarrollo en zonas maduras y la incorporación de importantes reservas en áreas con más de 40 años de explotación.
- “Prácticas en Salud, Seguridad y Ambiente”: Félix Bracco (VP de la subcomisión de SSA, Entre Lomas S.A.) por su tarea en el desarrollo de las prácticas recomendadas: “Seguridad en el Montaje de AIB”, “Trabajos en Altura”, “Espacios confinados” y “Gestión de Residuos”, así como en la confección de los boletines de Alertas y Seguridad.
- “Práctica/Innovación en el área de Calidad-Mantenimiento”: Daniel Flores (Complejo Industrial Plaza Huinul, YPF), por su participación activa en el diseño del programa de certificación de oficios; en la difícil misión de obtener y montar el equipamiento técnico necesario para las prácticas de Taller.
- “Eventos Deportivos y de Recreación”: Eduardo D’Amico (Empresa ED), por su alto compromiso y activa participación en la Subcomisión de Deportes y Recreación desde 2005, donde coordina los torneos centrales de fútbol y básquet y colabora en las excursiones en las distintas actividades llevadas a cabo por esta subcomisión.
- “Prácticas en Responsabilidad Social Empresaria”: Pablo Pastorino (Pluspetrol S.A), quien destacado en proyectos específicos de beneficios a la comunidad, es reconocido y respetado por los habitantes de los barrios donde actúa diariamente, lo cual logra reducir las tensiones propias de la interacción de la industria con el medio.
- “Destacado por la Comisión Directiva por su Trayectoria”: Alberto Lateulade, miembro de la Comisión Directiva de la Seccional Comahue; durante la última década, tuvo una activa participación mediante trabajo desinteresado y aporte voluntarioso a toda iniciativa. Es miembro de la Subcomisión de Cursos y Conferencias; y gestor de gran parte de las Jornadas Nacionales realizadas en Neuquén.

Geoling

Como todos los años, la Seccional Comahue del IAPG agasajó a los geólogos e ingenieros de sus empresas asociadas, mediante una gran cena-baile, que se realizó en las instalaciones del Comahue Golf Club.

Allí, se reconocieron las iniciativas y acciones de las personas que realizaron aportes beneficiosos y sustentables dentro del ámbito de la industria y de la sociedad mediante la entrega de los premios GEOLING. El acto contó con una numerosa concurrencia que disfrutó del convite y del baile posterior. En cuanto al acto protocolar, fue presentado por los integrantes de la Subcomisión de Eventos, que realizaron el brindis con las autoridades presentes y se renovaron los votos por la continuidad del esfuerzo

Cursos

Agosto

Workshop: Shale & Tight Gas Development Case Histories

Instructor: *J. Lee*.

Fecha: 6 y 7 de Agosto. Lugar: Buenos Aires

Métodos de Levantamiento Artificial

Instructores: *A. Resio y P. Subotovsky*

Fecha: 6 al 10 de Agosto. Lugar: Buenos Aires

Inyección de Agua. Predicciones de Desempeño y Control

Instructor: *W. M. Cobb*

Fecha: 13 al 17 de agosto. Lugar: Buenos Aires

Introducción al Project Management. Oil & Gas

Instructores: *N. Polverini y F. Akselrad*

Fecha: 22 al 24 de agosto. Lugar: Buenos Aires

Evaluación de Proyectos 1. Teoría General

Instructor: *J. Rosbaco*

Fecha: 27 al 31 de agosto. Lugar: Buenos Aires

Septiembre

Interpretación Avanzada de Perfiles

Instructor: *A. Khatchikian*

Fecha: 3 al 7 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

Términos Contractuales y Fiscales Internacionales en E&P

Instructor: *C. Garibaldi*

Fecha: 10 y 11 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

Protección contra Descargas Eléctricas y Puesta a Tierra

Instructor: *D. Brudnick*

Fecha: 13 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

Documentación de Ingeniería para Proyectos y Obras

Instructor: *D. Brudnick*

Fecha: 14 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

Negociación, Influencia y Resolución de Conflictos

Instructor: *C. Garibaldi*

Fecha: 13 y 14 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

Ingeniería de Reservorios

Instructor: *J. Rosbaco*

Fecha: 17 al 21 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

NACE CIP1 – Inspector de Revestimientos Nivel 1

Instructores: *J. A. Padilla y M. A. Moreno*

Fecha: 24 al 29 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

Sistemas de Telesupervisión y Control Scada

Instructor: *S. Ferro*

Fecha: 27 y 28 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

Octubre

NACE CIP1 – Inspector de Revestimientos Nivel 1

Instructor: *J. A. Padilla*

Fecha: 1 al 6 de octubre. Lugar: Buenos Aires

Introducción a la Industria del Gas

Instructores: *C. Casares, J. J. Rodríguez, B. Fernández, E. Fernández y O. Montano*

Fecha: 2 al 5 de octubre. Lugar: Buenos Aires

Evaluación de Perfiles de Pozo Entubado

Instructor: *A. Khatchikian*

Fecha: 9 al 12 de octubre. Lugar: Buenos Aires

Taller para la Unificación de Criterios para la Evaluación de Reservas

Instructor: *J. Rosbaco*

Fecha: 15 y 16 de octubre. Lugar: Buenos Aires

Factores Económicos de la Industria del Petróleo

Instructor: *A. Cerutti*

Fecha: 17 al 19 de octubre. Lugar: Buenos Aires

Procesamiento de Gas Natural

Instructores: *C. Casares, P. Boccardo, P. Albrecht,*

M. Arduino, J. L. Carrone, E. Carrone y M. Esterman

Fecha: 17 al 19 de octubre. Lugar: Buenos Aires

Project Management Workshop. Oil & Gas

Instructores: *N. Polverini y F. Akselrad*

Fecha: 22 al 24 de octubre. Lugar: Buenos Aires

Introducción a la Industria del Petróleo

Instructores: *B. Ploszkiewicz, A. Liendo, M. Chimienti, P.*

Subotovsky y A. Cerutti

Fecha: 29 de octubre al 2 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

Noviembre

NACE CP1. Programa de Protección Catódica 1. Ensayista de Protección Catódica

Instructores: *H. Albaya y G. Soto*

Fecha: 5 al 10 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

NACE CP2. Programa de Protección Catódica 2. Técnico en Protección Catódica

Instructores: *H. Albaya y G. Soto*

Fecha: 12 al 17 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

Ingeniería de Reservorios de Gas

Instructor: *J. Rosbaco*

Fecha: 19 al 23 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

Taller de Análisis Nodal

Instructores: *P. Subotovsky y F. Resio*

Fecha: 27 al 30 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

Diciembre

Evaluación de Proyectos 2. Riesgo, Aceleración y Mantenimiento-Reemplazo

Instructor: *J. Rosbaco*

Fecha: 3 al 7 de diciembre. Lugar: Buenos Aires

NOVEDADES DESDE HOUSTON

El Comité de Foros y el Comité Ejecutivo del IAPG Houston, presidido por el Ing. Stanley Little, han convocado a los profesionales de Houston al *lunch meeting* "América Latina: un continente incendiado o bajo fuego", el 13 de septiembre próximo. El encuentro estará a cargo del geólogo Bob Fryklund, vicepresidente de Upstream Research para la empresa IHS; y con más de 30 años en la industria, quien entre otros cargos, se ha desempeñado como presidente de Conoco Phillips en Li-

bia, así como *field manager* en Brasil para la misma empresa.

Fryklund se referirá a los dos últimos años de descubrimiento de hidrocarburos en Perú, Venezuela y en el pre-salt de Brasil; el *offshore* en Colombia y las perspectivas de *shale* y *tight gas*, *tight oil*, petróleo pesado y las posibilidades en el Atlántico sur.

El *meeting* se realizará en el Renaissance Houston Hotel.

Más información: www.iapg.org.ar

ÍNDICE DE ANUNCIANTES



Aadeca	87	Mole Pigs	56
Abb	69	Nabors International Argentina	47
Aesa	17	Norpatagonica Lupatech	20
Aog	95	Pan American Energy	Retiro de tapa
Buhlmann Argentina	81	Petrobras Energía	49
Ceesi	77	Petroconsult	94
Chevron	79	Registros de Pozos	111
Compañía Mega	21	Registros Mineros Argentinos	39
Crown Point Oil & Gas	64	Schlumberger Argentina	13
Curso Nace	68	Skanska	43
Digesto de Hidrocarburos	117	So Energy	57
Electrificadora Del Valle	63	Socotherm Americas	91
Emerson	59	Tecna	33
Enarsa	55	Tecpetrol	19
Ensi	51	Total	9
Foro IAPG	116	Transmerquim Argentina	Contratapa
Gasmarra Energy	54	Tubhier	65
Giga	115	V y P Consultores	72
Halliburton Argentina	37	V y P Consultores	115
Ibc. International Bonded Couriers	121	Wärtsila Argentina	27
Iph	93	World Shale O&G Latin America Summit	99
Jhp International Petroleum	Retiro contratapa	Zoxi	58
Kamet	23		
Lng 2013	85		
Lufkin Argentina	61	Suplemento estadístico	
Marshall Moffat	25	Industrias Epta	Contratapa
Martelli Abogados	22	Ingeniería Sima	Retiro de tapa
Milicic Construcciones y Servicios	73	Texproil	Retiro de contratapa



HACIA EL FUTURO

- BUSCAMOS OPORTUNIDADES DE INVERSIÓN EN UPSTREAM
- FUSIONES Y ADQUISICIONES
- FARM IN Y ASOCIACIONES
- INVERSIÓN EN TITULOS
- SWAP



jhppetroleuminternational.com



JHP INTERNATIONAL PETROLEUM ENGINEERING LIMITED

Ciudad de Buenos Aires, Argentina: Bouchard 710, Piso 10°, Of. 19 (C1106ABL)

Ciudad de Salta, Argentina: Los Cebiles 100 (A4408JYB)

Tel: +54 387 4398484

Email: xn.zhong@petroap.com

SUPERAMOS SUS EXPECTATIVAS



Por casi tres décadas, GTM ha sido el distribuidor líder de productos químicos, materias primas y servicios de logística en América Latina.

Con presencia en 13 países en Latinoamérica y oficinas de suministro en Estados Unidos y China, mantenemos una extensa red de abastecimiento, distribución e instalaciones logísticas.

GTM provee a sus clientes una extensa gama de productos para el sector de petróleo y gas, además de servicios de mezcla y envasado para un amplio rango de sectores industriales como pinturas y lacas, agricultura,

construcción, minería, productos farmacéuticos, tratamiento de aguas, cuidado personal y alimentos, entre otros.

Ofrecemos un canal eficiente para comercializar productos de renombrados proveedores a nivel mundial, regional y local, al tiempo que nos comprometemos con los más altos estándares internacionales de operación y seguridad.

Nuestra creatividad, velocidad de respuesta y el compromiso de nuestra gente colaboran en la resolución de problemas para erigir y consolidar exitosamente su negocio.



SU SOCIO DE CONFIANZA
EN AMÉRICA LATINA

WWW.GTM.NET