



PETROTECNIA

2 | 10

Revista del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas | ISSN 0031-6598 - AÑO LI - ABRIL 2010



abril 2010

Petrotecnia Revista del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas. • Año LI N° 2



Exploración





Su pozo es nuestro mundo. Y el de ellos.

Desarrollar productos y servicios sustentables que prevengan o minimicen el impacto ambiental es una prioridad para nosotros.

Algunas de nuestras iniciativas son el reciclado de protectores de rosca; el diseño de tecnologías para operaciones como el *drilling with casing*, que reduce la cantidad de fluidos en la producción; el servicio *Rig Ready*, con el que se elimina el uso de las grasas de almacenamiento de las roscas; y la invención de la tecnología *Dopeless®* que permite usar conexiones premium sin grasa. **Proteger el ambiente es parte de nuestro trabajo.**



Este número está dedicado a la exploración. No es novedad para nadie que ésta es una parte fundamental de la industria de los hidrocarburos. Resulta muy oportuno tratar el tema en este momento ya que, dentro de los desafíos que el país tiene por delante, la exploración es uno de los más importantes.

Es interesante comparar las cifras de la industria de los últimos años. Entre 1991 y 2008 se produjeron 735 millones de metros cúbicos de petróleo y se incorporaron nuevas reservas por 886 millones de metros cúbicos, cifras sustancialmente superiores que las existentes al período anterior a 1991.

El panorama de la producción y de las reservas de gas es similar: entre 1991 y 2008 se produjeron 732 billones de metros cúbicos de gas y se incorporaron nuevas reservas por 552 billones de metros cúbicos. Dentro de estas cifras de reservas se encuentra lo incorporado por tareas de exploración, lo que pone de manifiesto la permanente actividad exploratoria, que ha permitido que el horizonte de reservas de hidrocarburos se mantenga.

Adicionalmente a la tradicional actividad en cuencas maduras, quedan por delante los nuevos desafíos relacionados con las áreas de frontera. En este sentido, es relevante mencionar el talud de nuestra plataforma marina. Dejamos para otra ocasión otra posible fuente de incorporación de reservas, como los llamados hidrocarburos no convencionales, como las arenas compactas, los esquistos y el gas asociado a lechos de carbón.

Invitamos a los lectores a estudiar las interesantes notas sobre actividades de exploración que actualmente se efectúan, tanto a nivel local como en la región e incluso en otros continentes, con activa participación de empresas argentinas.

También abordamos otros temas que son de interés para las organizaciones: entre ellos, el trabajo sobre los factores de éxito y fracasos en la implementación de sistemas ERP (*Enterprise Resources Planning*), que brindan la posibilidad de una gestión moderna y eficiente de los recursos con los cuales se cuentan.

Otro artículo destacado, que refleja un hecho clave para la industria y el país, es el referido a la construcción y reciente puesta en operaciones de la ampliación del gasoducto General San Martín, en el estrecho de Magallanes. Una obra de gran complejidad técnica que se ejecutó de manera exitosa y hoy permite un mejor aprovechamiento de los recursos de la cuenca austral.

Hasta el próximo número.

Ernesto A. López Anadón



Sumario



Tema de tapa | Exploración

08 Estadísticas

Los números del petróleo y del gas. Suplemento estadístico

Tema de tapa



10

■ Breve historia sobre el descubrimiento de Loma La Lata

Por Jorge J. Hechem - YPF

Evolución del conocimiento y el cambio de paradigma con Loma La Lata. El objetivo de este informe es realizar una breve síntesis histórica y analizar la evolución de las ideas y la secuencia de acciones que llevaron a su descubrimiento, para extraer alguna enseñanza que sirva a la actividad exploratoria futura en esta y en otras cuencas.



18

■ Resultados de la exploración de Pluspetrol en Angola, África

Por Marcelo Rosso - Pluspetrol

El pozo exploratorio Castanha-1 alcanzó su profundidad final a principios de 2010 y se descubrió petróleo. La empresa es, hoy en día, la única empresa petrolera extranjera que opera en el *onshore* de Cabinda.



30

■ Estado actual de los hidrocarburos y otros recursos energéticos en Uruguay

Por Héctor de Santa Ana, Bruno Conti, Santiago Ferro, Pablo Gristo, Josefina Marmisolle, Ethel Morales, Pablo Rodríguez, Matías Soto y Juan Tomasini - ANCAP

Si bien estas cuencas son consideradas áreas de frontera y de alto riesgo exploratorio, una serie de estudios relevantes han generado nuevas expectativas en cuanto a su potencialidad para la ocurrencia de acumulaciones de hidrocarburos.



42

■ Cerro Dragón: exploración en áreas maduras

Por Alejandro López Angriman - Pan American Energy

La ininterrumpida operación de Cerro Dragón durante 2009 ha permitido manejar adecuadamente los proyectos de inyección y mejorar la declinación de la producción básica del campo. Esto, junto con la producción adicional de 220 pozos, resultó en un crecimiento anual de más del 8% en relación con 2008.



48

■ Geodinámica de las cuencas sedimentarias: su importancia en la localización de sistemas petroleros en la Argentina

Por Silvia P. Barredo y Luis P. Stinco

Un análisis de las cuencas como plataforma para la exploración de la potencial presencia de nuevos sistemas petroleros.

50° Aniversario



70

■ Petrotecnica hace 50 años

En 1960, *Petrotecnica* iniciaba su labor comunicativa reflejando las actividades del sector ¿Cuáles eran las noticias más relevantes de aquel entonces?

Trabajo técnico



72

■ Hidrotratamiento de nafta y diesel en Refinería Bahía Blanca: atendiendo a los futuros límites de azufre

Por Victor Miguel y Luis Passini - Petrobras

La legislación de distintos países revela una tendencia a nivel mundial a la reducción progresiva del contenido de azufre en los combustibles líquidos. Petrobras ha desarrollado un proyecto en el cual se está realizando la ingeniería de las nuevas instalaciones bajo estándares internacionales, como así también los estándares corporativos en materia de calidad, seguridad y medio ambiente.

80

■ **La conductividad en resinas de intercambio iónico: cómo solucionar el problema con procedimiento de remoción de materia orgánica**

Por Luis Tejerina y Francisco Torres. Refinor

La experiencia de Refinor en el proceso de tratamiento de aguas para calderas, en cuanto a la desmineralización con resinas de intercambio iónico.

Recursos Humanos

84

■ **Factores clave para el éxito o el fracaso en proyectos de implementación de sistemas ERP (Enterprise Resources Planning)**

Por Nota de Cecilia Casanova, Pragmática.

Los Sistemas ERP están ampliamente difundidos actualmente en las empresas, pero ¿de qué variables depende su correcta implementación?

Inversiones

90

■ **Proyecto Magallanes, la expansión del Gasoducto General San Martín**

Entrevista a Oscar Sardi, *sponsor* de Proyecto y director de Servicio, quien explica algunas claves del proyecto que emprendió TGS para concretar el tendido de costa a costa de un nuevo gasoducto submarino en el Estrecho de Magallanes.

Actividades

98

■ **Fundación MetroGAS: el rescate del patrimonio histórico de la industria gasífera**

Una acción de Metrogas para el resguardo del patrimonio industrial, que permite conocer la historia de la industria del gas desde sus inicios, hasta el presente.

Historias

100

■ **Del gas de alumbrado al gas natural en la Ciudad de Buenos Aires**

Por Víctor Oscar Migane

A partir de esta edición, en los sucesivos números de Petrotecnia se publicarán notas que intentarán recapitular la historia de Gas del Estado en la Argentina. Con la participación de ex funcionarios de la compañía, se narrarán distintos proyectos y momentos clave que permitirán tener un conocimiento global acerca de la que supo ser la tercer mayor empresa de distribución y comercialización de gas en el mundo.

Actividades

102

■ **Canadá será sede del próximo Congreso Mundial de Energía**

Después de varias escalas en todos los continentes, el Congreso Mundial de Energía llega a Montreal para conformar un punto de reunión clave para los líderes mundiales en materia energética.

Novedades

Novedades de la industria	105
Novedades del IAPG	111
Novedades desde Houston	113

Índice de anunciantes	114
-----------------------	-----



Petrotecnicia es el órgano de difusión del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas

Maipú 639, (C1006ACG) - Buenos Aires, Argentina.

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

INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

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

Staff

Director. Ernesto A. López Anadón

Editor. Martín L. Kaindl

Redacción. Mariel Palomeque

redaccion@petrotecnicia.com.ar

Asistentes del Departamento de Comunicaciones y Publicaciones.

Mirta Gómez y Romina Schommer

Departamento Comercial. Daniela Calzetti y María Elena Ricciardi

publicidad@petrotecnicia.com.ar

Estadísticas. Roberto López

Comisión de Publicaciones

Presidente. Enrique Mainardi

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

Diseño, diagramación y producción gráfica integral

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

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

Año LI N° 2, ABRIL de 2010

Tirada de esta edición: 3500 ejemplares.

Comisión directiva 2008-2010

CARGO

Presidente
Vicepresidente 1°
Vicepresidente Downstream Petróleo
Vicepresidente Upstream Petróleo y Gas
Vicepresidente Downstream Gas
Secretario
Tesorero

Pro-Secretario

Pro-Tesorero
Vocales Titulares

Vocales Suplentes

Revisor de Cuentas Titular

Revisor de Cuentas Suplente

EMPRESA

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

METROGAS

CHEVRON ARGENTINA S.R.L.
TOTAL AUSTRAL S.A.
TECPETROL S.A.
PLUSPETROL S.A.
CAPSA/CAPEX - (Com. Asoc. Petroleras S.A.)
GAS NATURAL BAN S.A.
OCCIDENTAL ARGENTINA EXPLORATION & PRODUCTION, INC. (OXY)
APACHE ENERGÍA ARGENTINA S.R.L.
CAMUZZI GAS PAMPEANA S.A.

DISTRIBUIDORA DE GAS CENTRO-CUYO S.A. - (ECOGAS)
COMPAÑÍA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A. - (CGC)
SIDERCA S.A.I.C.
PETROQUÍMICA COMODORO RIVADAVIA S.A. - (PCR)
SCHLUMBERGER ARGENTINA S.A.
BOLLAND & CÍA. S.A.
REFINERÍA DEL NORTE - (REFINOR)
DLS ARGENTINA LIMITED - Sucursal Argentina
WINTERSHALL ENERGIA S.A.
HALLIBURTON ARGENTINA S.A.
GASNOR S.A.
BJ SERVICES S.R.L.
LITORAL GAS S.A.
TECNA S.A.
BAKER HUGHES COMPANY ARG. S.R.L. - Div. Baker Atlas
SOCIO PERSONAL
A - EVANGELISTA S.A. (AES A)
OLEODUCTOS DEL VALLE (OLDELVAL)

Titular

Ing. Ernesto A. López Anadón
Sr. Juan Bautista Ordoñez
Ing. Luis Horacio García
Ing. Alberto Enrique Gil
Ing. Daniel Alejandro Ridelener
Ing. Carlos Alberto Seijo
Dr. Carlos Alberto Da Costa

Ing. Andrés Cordero

Ing. Ricardo Aguirre
Sr. Javier Rielo
Cdr. Gabriel Alfredo Sánchez
Ing. Juan Carlos Pisanu
Ing. Sergio Mario Raballo
Ing. Horacio Carlos Cristiani
Sr. Horacio Cester
Ing. Daniel Néstor Rosato
Dr. Carlos Alberto de la Vega

Ing. Eduardo Atilio Hurtado
Dr. Santiago Marfort
Ing. Guillermo Héctor Noriega
Ing. Miguel Ángel Torilo
Sr. Richard Brown
Ing. Adolfo Sánchez Zinny
Ing. Daniel Barbería
Ing. Eduardo Michieli
Sr. Heiko Meyer
Ing. Luis Gussoni
Lic. Rodolfo H. Freyre
Ing. Luis Alberto Mayor Romero
Ing. Ricardo Alberto Fraga
Ing. Gerardo Francisco Maioli
Ing. Eduardo Daniel Ramírez
Ing. Carlos Alberto Vallejos
Ing. Alberto Francisco Andrade Santello
Sr. Daniel Oscar Inchauspe

Alterno

Ing. Carlos A. Colo del Zotto
Ing. Andrés A. Chanes
Ing. Alfredo Felipe Viola
Sr. José Montaldo
Ing. Daniel Alberto Perrone
Ing. Marcelo Gerardo Gómez
Sr. Segundo Marengo
Lic. Jorge Héctor Montanari
Lic. Hernán Maurette
Sr. Javier Gutiérrez
Sr. José Luis Fachal
Dr. Carlos Alberto Gaccio
Sr. Nino D. A. Barone
Ing. Jorge M. Buciak
Ing. Jorge Doumanian
Lic. Luis Pedro Stinco
Sr. Fernando J. Araujo
Lic. Gustavo Adrián Pedace
Lic. Tirso I. Gómez Brumana
Ing. Donald Sloop
Ing. Carlos Gargiulo
Ing. Daniel Blanco
Lic. Emilio Penna
Ing. Hermes Humberto Ronzoni
Ing. Edelmiro José Franco
Cdr. Gustavo Mirra
Ing. Jorge Ismael Sánchez Navarro
Lic. Patricio Ganduglia
Ing. Osvaldo José Hinojosa
Ing. Jaime Patricio Torregrosa Muñoz
Ing. Néstor Amilcar González
Ing. José María González

Sr. Marcelo Omar Fernández



Premio Apta-Rizzuto

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

Adherida a la Asociación de Prensa Técnica Argentina.
Registro de la Propiedad Intelectual N° 041529 - ISSN 0031-6598.
© Hecho el depósito que marca la Ley 11.723
Permitida su reproducción parcial, citando a *Petrotecnicia*.
Suscripciones (no asociados al IAPG)
Argentina: Precio anual - 6 números: \$ 180
Países limítrofes: Precio anual - 6 números: USD 180
Otros países sudamericanos: Precio anual - 6 números: USD 200
Estados Unidos, Canadá, México, Europa: Precio anual - 6 números: USD 220
Resto del mundo: Precio anual - 6 números: USD 250
Enviar cheque a la orden del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas.
Informes: suscripcion@petrotecnicia.com.ar

Los trabajos científicos o técnicos publicados en *Petrotecnicia* expresan exclusivamente la opinión de sus autores.
Agradecemos a las empresas por las fotos suministradas para ilustrar el interior de la revista.

**“LAVATE
LOS DIENTES
DESPUES
DE COMER”**

**“MIRA A LOS
DOS LADOS
ANTES DE CRUZAR”**

**“SENTATE
ATRÁS
Y PONETE
EL CINTURÓN”**

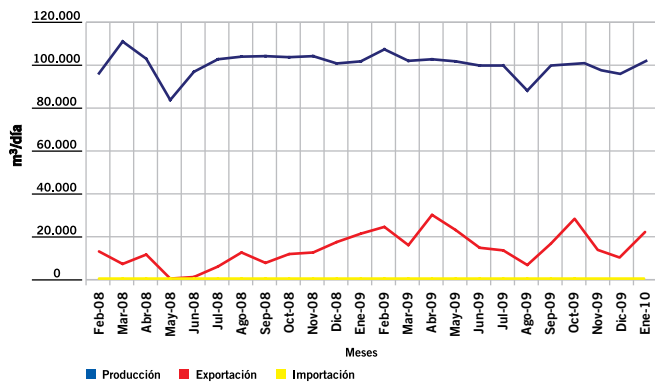
A esas frases que usás para cuidar a los chicos, agregale una para cuando los llevás en el auto.

LOS NÚMEROS DEL PÉTROLEO Y DEL GAS

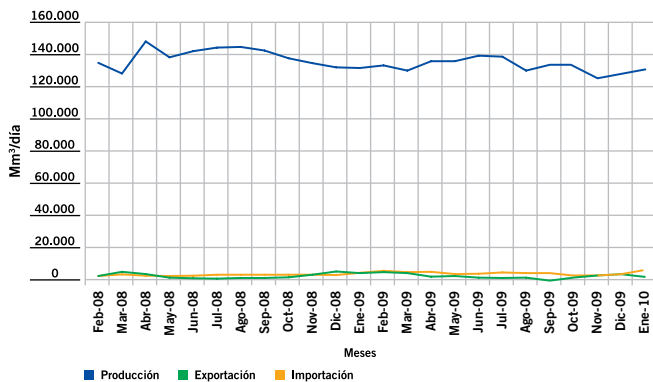


www.foroiapg.org.ar
 Ingrese al foro de la industria del petróleo y del gas

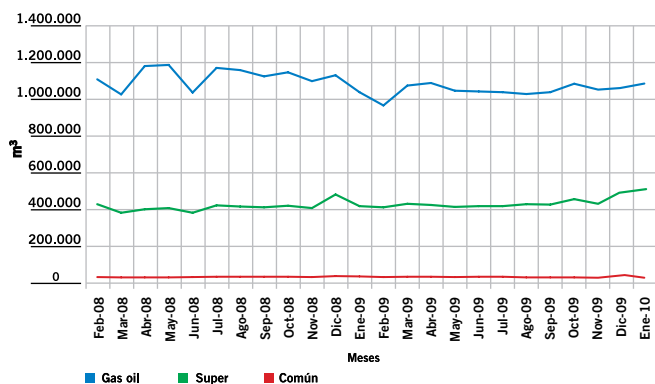
Producción de petróleo vs. importación y exportación



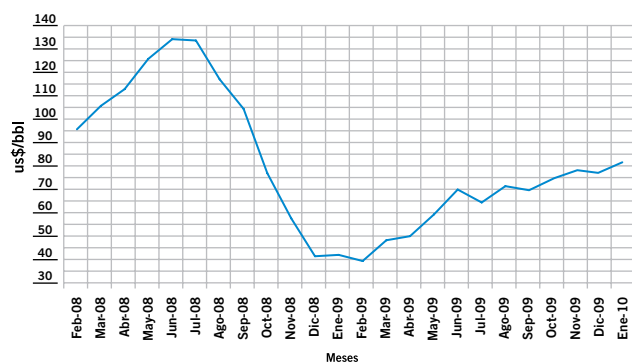
Producción de gas natural vs. importación y exportación



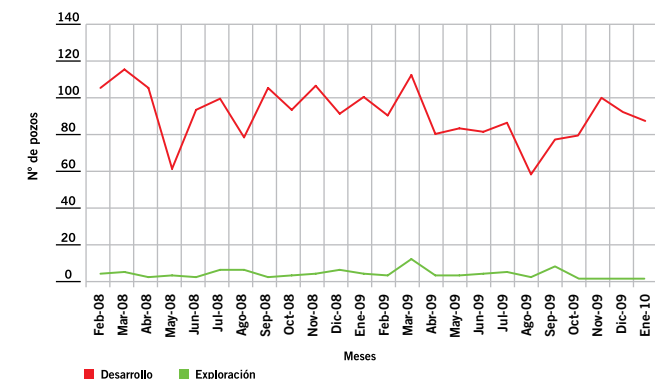
Ventas de los principales productos



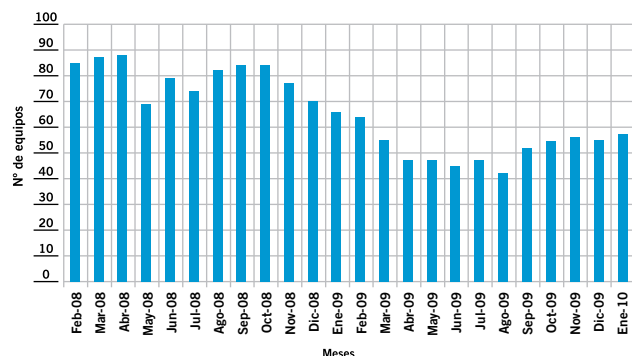
Precio del petróleo de referencia WTI



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?



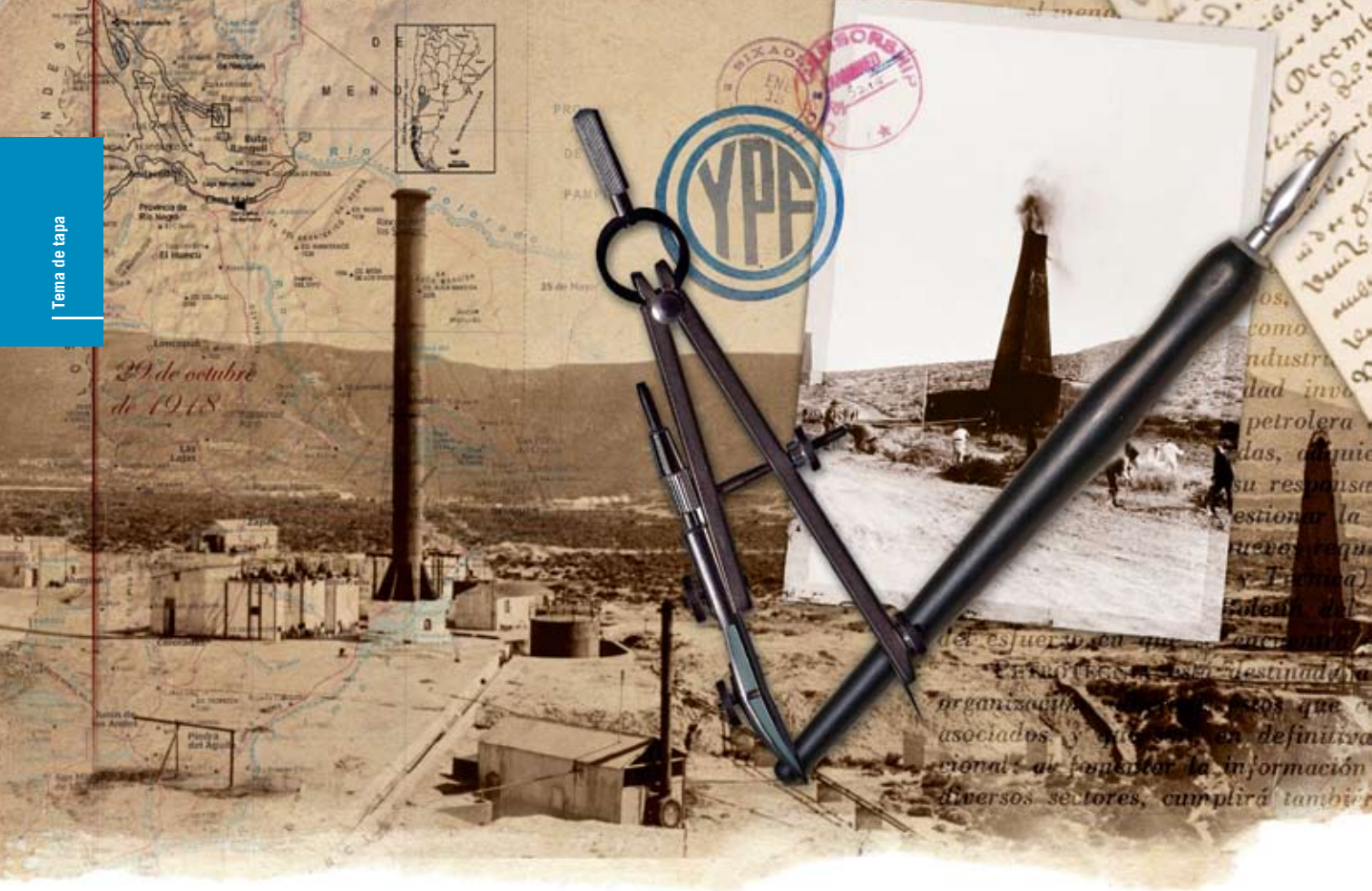
Para Total, la satisfacción sostenible de las necesidades energéticas y el dominio del impacto ambiental de sus actividades son compromisos prioritarios e inseparables. Mediante la búsqueda de nuevos recursos fósiles y renovables (como la energía solar y la biomasa), el Grupo se esfuerza por alcanzar 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



Breve historia sobre el descubrimiento de Loma La Lata

Por **Jorge J. Hechem** - YPF

El yacimiento Loma La Lata posee, en la Formación Sierras Blancas EUR (reservas totales recuperables) alrededor de 28000 millones de metros cúbicos (10 Tcf) de gas y más de 20 millones de metros cúbicos de condensado, lo que constituye, no sólo por su tamaño, sino por su influencia, uno de los descubrimientos exploratorios más importantes de la historia de YPF y de la actividad petrolera en general.

El yacimiento se encuentra ubicado en el centro de la cuenca Neuquina, a unos 100 kilómetros de Plaza Huincul, donde en 1918 se produjo el descubrimiento oficial de petróleo. El pozo descubridor del mayor yacimiento de la cuenca, YPF.Nq.LLL.x-1, fue perforado a principios de 1977, casi 60 años después.

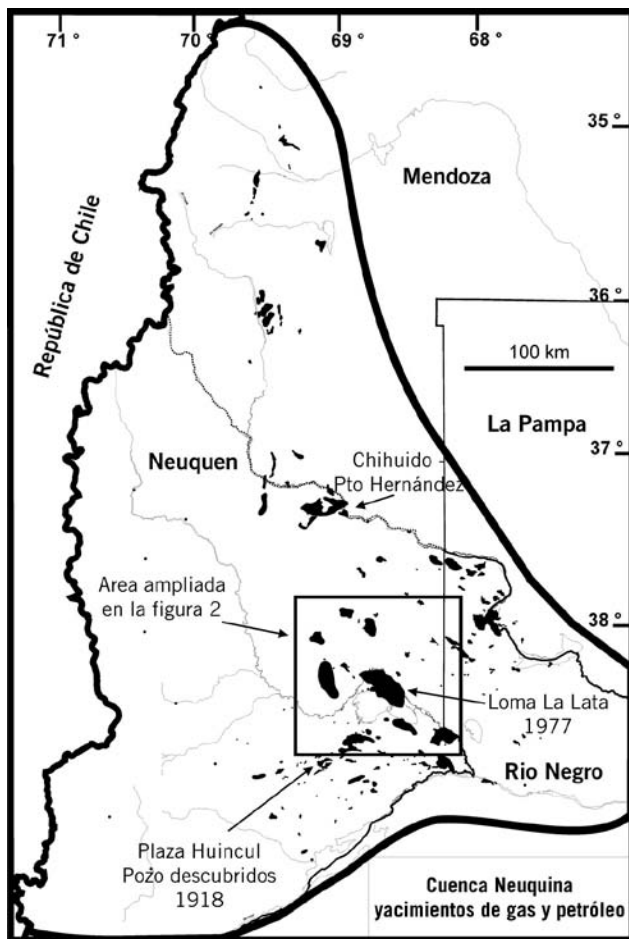


Figura 1. Mapa de la cuenca Neuquina con la ubicación del pozo descubridor y los dos yacimientos mayores, Loma La Lata y Chihuido de la Sierra Negra.

Este informe realiza una breve síntesis histórica y analiza la evolución de las ideas y la secuencia de acciones que llevaron al descubrimiento, para extraer alguna enseñanza que pueda servir para la actividad exploratoria futura en esta y en otras cuencas.

La historia previa al pozo LLL.x-1 (1918-1976)

Si bien desde fines del siglo XIX existían antecedentes que indicaban su potencial petrolero, el descubrimiento oficial en la cuenca Neuquina fue el 29 de octubre de 1918. Los trabajos de Windhausen y Keidel realizados entre 1912 y 1914 pueden considerarse los estudios geológicos más directamente asociados a la ubicación del pozo descubridor de Plaza Huincul. Estos estudios combinaron los datos de afloramientos de petróleo ya conocidos con el relevamiento de reservorios y estructuras en la zona de la dorsal.

Si se analiza el descubrimiento a partir de una visión actual de la conformación de la cuenca, se ve que la exploración se enfocó en la zona de afloramientos de petróleo y que no se realizó un análisis del potencial petrolero sobre la base de la distribución de sus rocas y de sus siste-

mas petroleros, lo que resulta lógico dado el conocimiento regional y las herramientas de análisis de subsuelo con que se contaba en aquella época.

Una vez ocurrido el descubrimiento, y tras comprobar que la cuenca era productiva en volúmenes económicamente significativos, podría haberse esperado una expansión de la exploración hacia otros sectores. Sin embargo, durante las primeras dos décadas a partir de esa fecha, la actividad se concentró en cercanías del primer hallazgo, en la Dorsal de Huincul. En esta actividad, además de YPF, participaron varias compañías privadas, como Astra, Sol, Standard Oil de Nueva Jersey, Standard Oil de California, Anglo Persian, entre otras, aunque no se registran hallazgos importantes en ese período.

Recién en la segunda mitad de la década del treinta se amplía la exploración con la perforación en la faja plegada surmendocina y a partir de 1940 se evidencia un cambio de actitud en el entorno de la Dorsal; así entre 1940 y 1955 la actividad exploratoria de YPF permitió descubrir, entre otros, los yacimientos de Challacó (1941); Cutral Có (1950); Cerro Bandera (1952) y El Sauce (1955). En ese momento, a casi 40 años del descubrimiento, todavía se estaba muy lejos de los dos yacimientos más grandes de la cuenca, Loma La Lata y Chihuido-Puesto Hernández (ver figura 1).

A mediados de la década del cincuenta la actividad exploratoria se aleja de la seguridad de la Dorsal y comienza a extenderse hacia otros sectores.

En 1955 YPF perforó el pozo SB.1 (Sierra Blanca), a unos 90 kilómetros al noreste de Plaza Huincul, ubicado en un alto gravimétrico de orientación noroeste-sureste. La idea era que, hacia ese sector de la cuenca, se pasaría a depósitos de ambientes más someros que los de la zona de Huincul, con lo que se esperaba un aumento en la cantidad de clásticos gruesos y un mejoramiento general de los reservorios, tanto en los principales productores, Lajas y Lotena, como en Tordillo y Quintuco, que ya habían mostrado evidencias alentadoras en varios de los pozos perforados.

En la propuesta se apelaba a los afloramientos de petróleo de Puelen y Río Barrancas y al descubrimiento de Pampa Palauco para sustentar la posibilidad de buena mineralización en el subsuelo de la zona del Bajo de Añelo, en un análisis de sistema petrolero de escala cuencal.

En contra de lo esperado, el pozo encontró una columna más espesa y rocas de ambiente más profundo, con evidencias de gas y petróleo, y con espesores importantes de pelitas negras y bituminosas interpretadas correctamente como roca generadora. Esto fue una buena señal, ya que permitió definir el “engolfamiento” de la cuenca y alentó la exploración hacia sectores más externos, en la plataforma nororiental.

La extensión de la exploración hacia el “engolfamiento” y hacia la plataforma se apoyó en los estudios geológicos regionales y en los relevamientos gravimétricos y de sísmica de reflexión, que comenzaban a utilizarse como la herramienta principal para mostrar la estructura del subsuelo.

Desde fines de los años cincuenta se contaba con datos de sísmica relativamente confiables y extendidos, como para complementar y mejorar la información gravimétrica. La integración de esta información permitió tener un panorama regional de la conformación estructural de la parte central de la cuenca.

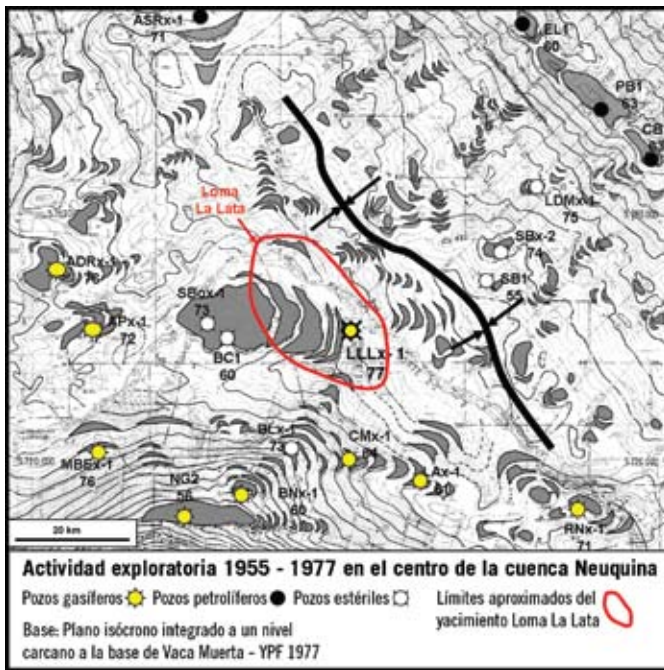


Figura 2. Plano isócrono integrado de un sector de centro de cuenca, en una versión disponible en los setenta; ubicación de los pozos exploratorios perforados entre 1955 y 1977. Se indican los límites aproximados de Loma La Lata.

En la figura 2 se muestra un mapa isócrono para un horizonte próximo a la base de la Formación Vaca Muerta, confeccionado por geofísicos de YPF entre 1976 y 1977, que integran un mosaico con interpretaciones de distintos sectores de la zona central de la cuenca. Allí se han resaltado con un sombreado las estructuras anticlinales cerradas y los espolones, tal como se hacía en la interpretación geofísica en ese entonces.

Este mapa resume la información estructural con que se contaba durante la década del sesenta: seguramente, gran parte de esta información ya estaba disponible durante la década del sesenta.

La apertura de la exploración a compañías internacionales, a fines de la década del sesenta, impulsó también la registración de sísmica de reflexión y la realización de extensos relevamientos fotogeológicos y gravimétricos, lo que permitió identificar con bastante precisión las principales estructuras.

Sobre el mismo plano se han ubicado los pozos exploratorios perforados entre 1955 y 1976, es decir, desde el primer intento exploratorio en el sector, Sierra Blanca 1, hasta el momento de la propuesta del Loma La Lata x-1. Se indica también la extensión actual del yacimiento, para graficar su ubicación prácticamente rodeada de pozos exploratorios.

La intención es mostrar las etapas y los tiempos que la exploración necesitó para llegar al descubrimiento del gigante, tras 22 años de actividad en el sector y luego de 59 años desde el descubrimiento oficial de petróleo en la cuenca.

En base a los antecedentes disponibles, se asume, quizás en forma un poco simplificada, que el componente principal que condicionó la ubicación de la mayoría de los pozos exploratorios fue lo estructural, por lo que se considera que el mapa isócrono de la figura 2 representa con bastante fidelidad el escenario sobre el que se ubicaban los objetivos.

Como se verá más adelante, cuando la componente estratigráfica es puesta en juego se produce el gran descubrimiento.

El primer pozo de la zona fue el SB1 (Sierra Blanca), perforado por YPF en 1955. Un año después YPF perforó el pozo NG2 (Sierra Barrosa) en un anticlinal cerrado, inmediatamente al norte de la Dorsal, y descubrió el yacimiento de gas y petróleo de Sierra Barrosa – Aguada Toledo.

A fines de esa década hay un cambio en la política nacional y se otorgan extensas concesiones de exploración a compañías privadas internacionales, lo que produce un notorio incremento en la actividad exploratoria. Dentro de la zona representada en la figura 2, tanto YPF como las compañías Esso y Shell perforan las principales estructuras identificadas por sísmica, gravimetría y fotogeología. Los primeros pozos se ubicaron en los anticlinales cerrados de Barreales Colorados (BC1, por la empresa Esso, 1959/60) y Entre Lomas (EL1, por YPF, 1959/60).

El anticlinal de Barreales Colorados es la estructura cerrada más grande y atractiva del amplio sector analizado, por lo que la decisión de perforar allí en primera instancia parece totalmente justificada y acertada.

El pozo llegó hasta la Formación Lotena, con fondo en 3168 metros. Tuvo manifestaciones de gas y rastros secos y bitumen en Quintuco, Vaca Muerta, Tordillo y Lotena. Se realizaron cinco DST en Quintuco y Tordillo que mostraron leve fluencia de gas.

A pesar de las evidencias positivas que el pozo presentó, y del tamaño de la estructura a evaluar, fue considerado estéril y abandonado. Vista a la distancia, y sin tener en cuenta la historia posterior, esta decisión parece apresurada, ya que condenó, en el centro de una cuenca productiva, a un anticlinal cerrado de más de 350 kilómetros cuadrados.

Sin embargo, puede ser que otros factores hayan condicionado en ese momento la actitud asumida por la compañía operadora. La historia del pozo de YPF Entre Lomas 1 fue distinta, ya que descubrió petróleo en la Formación Quintuco y alentó la actividad exploratoria en la plataforma nororiental.

La exploración continuó en el sector y, entre 1960 y 1964, Esso descubrió gas en Barrosa Norte (BN x-1), en Lindero Atravesado (LA x-1) y en Cerro Moro (CM x-1), al perforar en espolones estructurales que se desprendían del anticlinal cerrado de Sierra Barrosa.

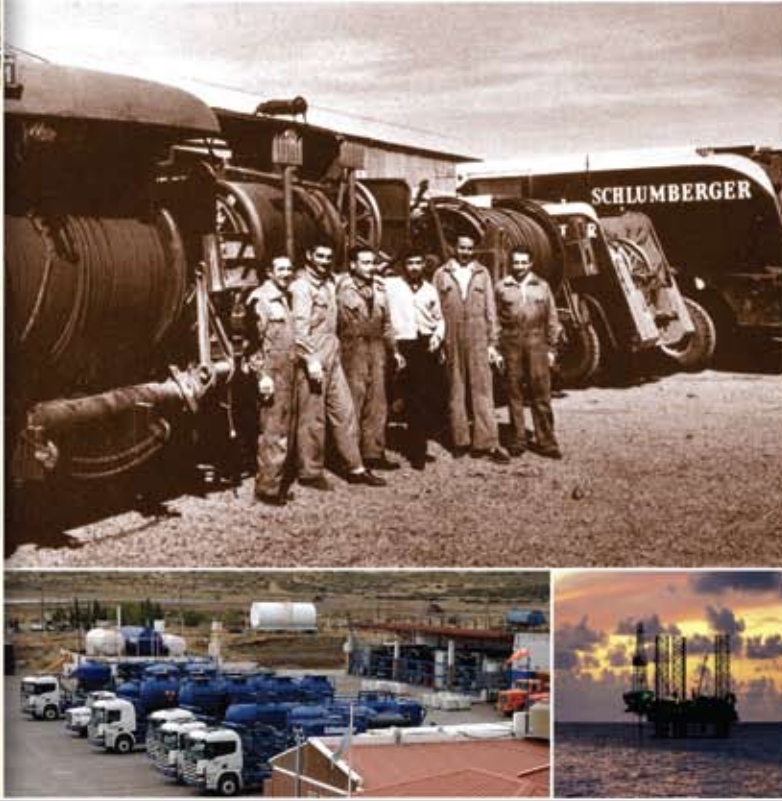
En 1963 Shell descubrió petróleo en Piedras Blancas (PB1) y Charco Bayo (CB1), y exploró el sector sudoriental del eje estructural positivo, que ya era productivo en Entre Lomas.

En 1964 los contratos petroleros son anulados y las dos compañías internacionales se retiran de la escena, luego de una serie de descubrimientos importantes para la región, pero sin haber encontrado al gigante que estaba tan cerca.

Durante el resto de los sesenta y principios de los setenta, YPF perforó la mayoría de las anomalías estructurales positivas identificadas en el sector y descubrió, entre otros, los yacimientos Río Neuquén (RN x-1) (1971), Aguada San Roque (ASR x-1) (1971) y Aguada Pichana (AP x-1) (1972). En la plataforma nororiental, en tanto, la actividad avanzaba y se sucedían los descubrimientos de petróleo.

En 1973, 13 años después del pozo Barreales Colorados 1 perforado por Esso, YPF volvió a intentar la exploración en el gran anticlinal del centro de cuenca, al considerar que con el SBo x-1 (Sauzal Bonito) mejoraba la posición estruc-

Una Valiosa Herencia Un Brillante Futuro



Impacto Medible es una marca de Schlumberger. © 2008 Schlumberger. 00-0F-0131

Brindando servicios de calidad durante 75 años en Argentina

Nuestra convicción es la de brindar servicios personalizados que lo ayuden a conseguir sus objetivos, y estamos orgullosos de los compromisos y las alianzas que establecimos juntos.

Con raíces profundas en la industria del petróleo y el gas de la Argentina, Schlumberger continúa siendo la principal compañía de servicios petroleros. Nuestro historial de liderazgo tecnológico, seguridad y experiencia nos ha ayudado a desarrollar sólidas alianzas y a dirigir, en todo momento, operaciones seguras y exitosas.

Algunas relaciones simplemente continúan mejorando.

www.slb.com

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

Schlumberger



Figura 3. Plano isócrono al tope de la Formación Tordillo de la zona ubicada entre Sauzal Bonito y Sierra Blanca, que indica la ubicación del pozo propuesto LLL.x-1

tural del Barreales Colorados 1, y que quizás las facies fueran un poco más generosas en porosidad y permeabilidad.

La idea de 1960 no había cambiado sustancialmente: se buscaba el alto estructural y el resultado tampoco cambió demasiado. El pozo encontró los reservorios en una buena

posición estructural, pero la petrofísica era mediocre. A pesar de que fue considerado estéril, algunas capas aportaron gas; la información y las dudas que dejó alimentaron la idea de continuar explorando en sus cercanías.

Si se analiza el panorama regional de este momento, se



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

- VÁLVULAS ESFÉRICAS
- CABEZALES Y ARMADURAS DE SURGENCIA
- ACTUADORES NEUMÁTICOS-HIDRÁULICOS
- BOP'S
- LLAVES HIDRÁULICAS



**VALVULAS ORBITAL MODELO "WO"
2" A 14" SERIE 900**

PLANTA INDUSTRIAL ADMINISTRACIÓN Y VENTAS:
 ESTRADA 180 - (B1661ARD) BELLA VISTA - BS AS - ARGENTINA
 (54) 11 4666-0969 | FAX (54) 11 4666-5864 Interno 140
www.wenlen.com | ventas@wenlen.com



Excelencia & Trayectoria

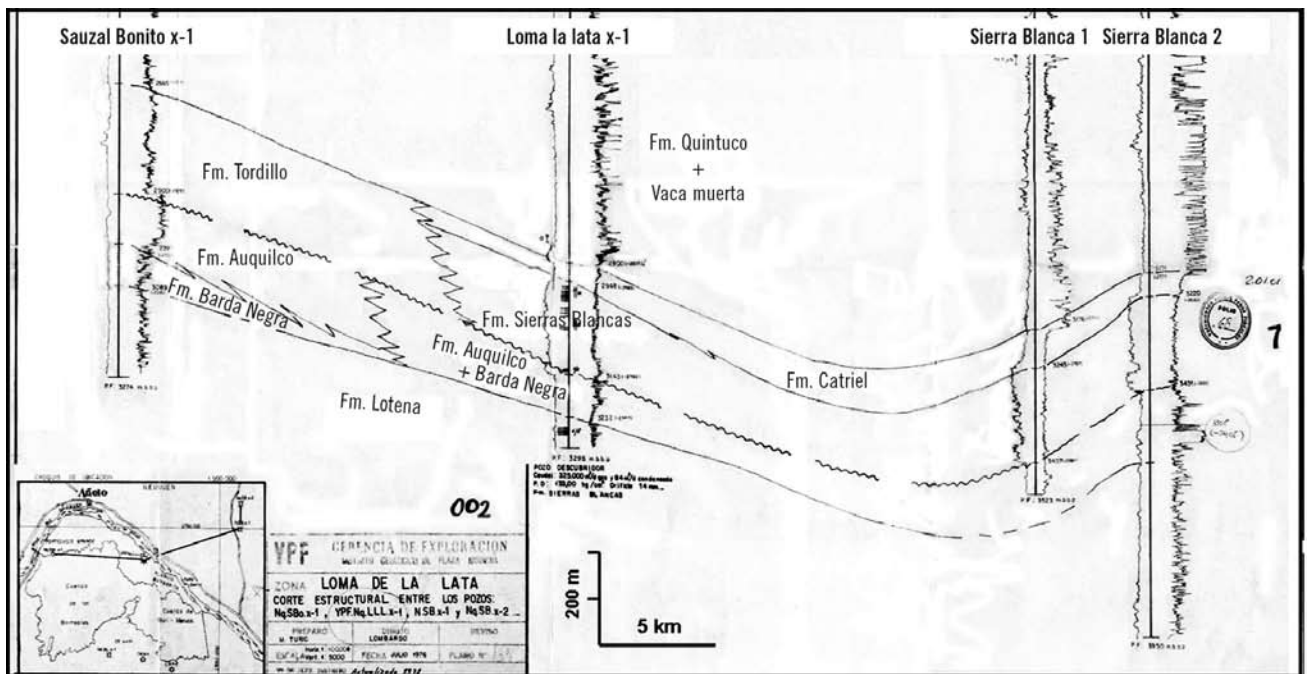


Figura 4. Corte entre los pozos Sauzal Bonito x-1 y Sierra Blanca x-2. Este corte es la versión posterior a la perforación y ya incluye las curvas y el resultado del LLL.x-1.

ve que ya había una idea clara de la conformación morfoestructural de la cuenca y de las variaciones mayores esperables. Podían predecirse los espesores, pero todavía era difícil ajustar las variaciones de facies que condicionaban el comportamiento de los reservorios. Sin embargo, las alternativas estructurales iban agotándose, y una mayor resolución en la sísmica no aseguraba la aparición de nuevas trampas. Era necesario apelar a alguna otra idea para continuar explorando.

El antecedente más cercano de aplicación de un modelo comparable al que permitió descubrir Loma La Lata fue la perforación por parte de YPF de los pozos SB x-2 (Sierra Blanca) y LDM x-1 (Loma del Mojón), en 1974 y 1975 respectivamente, donde la idea fue buscar entrapamientos combinados para Punta Rosada, Tordillo y Quintuco en la pendiente ascendente al noreste entre el pozo SB1 (Sierra Blanca), bajo estructuralmente y saturado en agua, y el lineamiento positivo Entre Lomas – Charco Bayo, donde ambas unidades producían petróleo.

En la propuesta se apelaba a las variaciones de facies observadas, a la presencia de cuerpos lenticulares y al acuífamiento general hacia el noreste como elementos favorables para cierres estratigráficos. Los dos sondeos, que se ubicaron en espolones que resaltaban en la pendiente hacia el alto, fueron estériles. Quizás este resultado, en principio desalentador, fue el que impulsó la investigación de la alternativa del flanco opuesto, es decir desde Sierra Blanca 1 hacia el oeste y sudoeste (ver figura 2).

El descubrimiento

Según la propuesta, la idea para ubicar el pozo LLL.x-1 era simple y clara: en un extenso y notorio anticlinal, en cuya cúspide se perforaron dos pozos (Barreales Colora-

dos 1 y Sauzal Bonito x-1), que mostraron malas a mediocres condiciones de reservorio en distintas partes de la columna, con presencia de gas y condensado, aunque con bajos caudales. Desde el sector cuspidal se observó que se “producen variaciones favorables en las características físicas de Lotena y Tordillo, tanto hacia Lindero Atravesado como hacia Sierra Blanca”. Como consecuencia, se propuso investigar la pendiente oriental de Barreales Colorados. En la figura 3 se reproduce el plano isócrono de la propuesta; en la figura 4, el corte entre Sauzal Bonito y Sierra Blanca.

La propuesta no habla de variaciones de facies, ni de trampas combinadas, ni de sistemas petroleros, aunque es evidente que el modelo era un entrapamiento estratigráfico en la pendiente hacia el alto donde la petrofísica desmejoraba (Turic y Ferrari: 1999).

Según recuerdan algunos de los protagonistas, la propuesta no contaba con muchos elementos contundentes para sostenerla y quedó entre los últimos lugares en el ranking de proyectos de ese año, supeditada a la disponibilidad de presupuesto.

El pozo Loma La Lata x-1 fue descubridor de gas y condensado en la Formación Sierras Blancas, con un caudal inicial de 325.000 metros cúbicos por día de gas y 84 metros cúbicos diarios de condensado, por orificio de 14 mm y con 137 kilogramos por centímetro cuadrado de presión dinámica en boca.

Luego del descubrimiento se perforaron cuatro pozos de extensión y se inició el desarrollo del campo; posteriormente se descubrió el gas de la Formación Lotena y el petróleo de Quintuco.

Las necesidades de gas de ese momento no eran las actuales, por lo que la actividad con ese objetivo no fue muy agresiva en las primeras etapas. Con el paso del tiempo, el requerimiento energético cambió y el desarro-

llo puso en evidencia el tamaño de la acumulación: más de 280.000 millones de metros cúbicos de gas (10 Tcf) en la Formación Sierras Blancas, más los líquidos asociados, lo que lo convirtieron en el mayor yacimiento descubierto hasta ahora en la cuenca y en el país, posición de la que difícilmente sea desalojado en el futuro.

Algunas conclusiones de esta historia

Una de las enseñanzas más obvias de esta historia es que la aplicación de métodos exploratorios basados en un concepto dominante o que no contemplen diferentes hipótesis puede impedir el descubrimiento de un gigante.

La visión enfocada en la trampa estructural, es decir, el pensamiento de que la acumulación debía estar en la parte más alta del anticlinal, demoró al menos en 17 años el descubrimiento de Loma La Lata (si se toma sólo en cuenta el tiempo transcurrido desde el primer pozo perforado en la estructura, Barreales Colorados 1 en 1960 y el descubridor Loma La Lata x-1 en 1977).

La abundante información actual, especialmente de geoquímica y de sísmica 3D, permite que los modelados del sistema petrolero puedan predecir hoy la presencia del yacimiento en ese lugar.

No obstante, la demora en el descubrimiento debe ser aprovechada también como una enseñanza, porque con mucha menos información hubo un gran descubrimiento. La situación más frecuente a enfrentar en exploración es esta última, con pocos datos y muchas incógnitas.

Según la historia de la cuenca, el descubrimiento mayor demoró casi 60 años en producirse, desde el hallazgo de Plaza Huincul en 1918.

Desde 1960, año en que se perforó y abandonó el pozo Barreales Colorados 1, pasaron 17 años hasta que el Loma La Lata x-1 descubrió el yacimiento. Durante esos años, que son una eternidad comparados con los tiempos que cualquier compañía dispone para explorar en nuestros días, no hubo un cambio drástico en la información disponible en esa zona. El anticlinal de 350 kilómetros

cuadrados era el mismo y, si se compara al Barreales Colorados 1 (1960) con Sauzal Bonito x-1 (1973), o al Sierra Blanca 1 (1955) con Sierra Blanca x-2 (1974), se ve que los pozos perforados en el entorno cercano no modificaron sustancialmente los datos geológicos conocidos.

La cuenca Neuquina tiene sus particularidades pero comparte sus generalidades con la mayoría de las cuencas prospectables del mundo. El auge temporal de ideas o conceptos exploratorios, lo que podría simplificarse en la búsqueda de trampas “estructurales” versus “estratigráficas”, está muchas veces relacionado a la historia cercana de éxitos y fracasos, y a la influencia que esto tiene a la hora de convencer a la dirección para que apruebe la inversión propuesta.

En el caso de Loma La Lata, la enseñanza principal de la historia es que el cambio que conduce al descubrimiento está en la idea geológica que se aplica, que seguramente no era nueva, y en tener confianza en ella. El análisis retrospectivo muestra que los tiempos de la exploración se miden en muchos años, y que los éxitos generalmente son precedidos por fracasos, incluso cuando las estructuras son grandes y evidentes, como la de Barreales Colorados.

En estos casos, y cuando la perforación del objetivo obvio no dio resultado, la imaginación de los geólogos y su capacidad de aplicar nuevas ideas y modelos, se convierten en las herramientas fundamentales. ■

Bibliografía

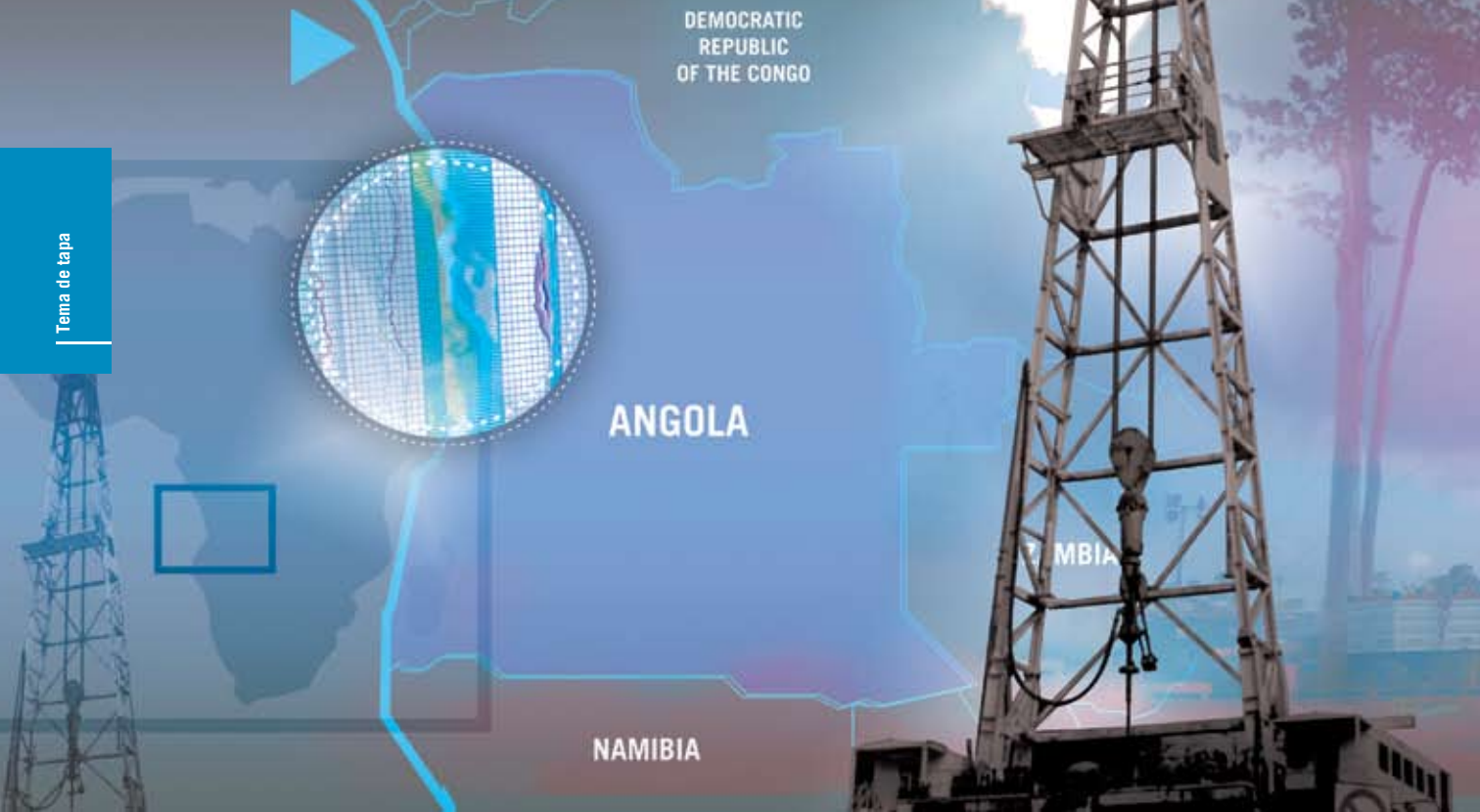
Propuestas de perforación de los pozos mencionados. Informes.

Turic, M. y Ferrari, J.C., 1999. *La exploración de petróleo y gas en la Argentina: el aporte de YPF. YPF SA*, Buenos Aires. Epígrafes de las figuras.



Estudios Ambientales para Obras y Proyectos

Paraguay 792, pisos 4º y 5º (C1057AAJ) Ciudad Autónoma de Buenos Aires · Tel: (54 11) 431 2 6904 · Fax: (54 11) 431 2 4700
www.ecotecnica.com.ar · info@ecotecnica.com.ar



Resultados de la exploración de Pluspetrol en Angola, África

Por **Marcelo Rosso**

Gerente de Exploración Internacional de Pluspetrol

Desde fines de los ochenta, Pluspetrol realizó numerosos estudios geológicos sobre las cuencas sedimentarias de África, para evaluar su potencial hidrocarburífero. Estos planes formaron parte de un plan de expansión internacional.

La provincia de Cabinda, en Angola (ver figura 1), fue incluida desde un primer momento en el tope del ranking de áreas con alto potencial petrolero. Sus cuencas de margen atlántico, tanto en el *onshore* como en el *offshore*, poseen rocas generadoras de petróleo de excelente calidad, muy buenos reservorios, eficientes rocas sello regionales, manifestaciones de petróleo en superficie, campos en producción y, en general, se encuentran en un estado muy inmaduro de exploración (especialmente en el *onshore*).



Área: 1,250,000 Km² Pobl. (2004): 14.6 MM
 PBI (2004 - 2007): 125% promedio

Figura 1.

Cabinda es un pequeño enclave de aproximadamente 7700 kilómetros cuadrados de superficie que contiene gran parte de las reservas petroleras del país. Limita al norte con la República del Congo; al sur y al oeste con la República Democrática del Congo.

Hasta fines de los sesenta, si bien existió en Cabinda cierta actividad exploratoria, fundamentalmente en el *onshore* (Cabinda Gulf Oil), esa actividad fue virtualmente suspendida al comenzar la lucha por la independencia de Portugal (1975), seguida por casi 30 años de guerra civil.

Durante ese período la actividad exploratoria se activó

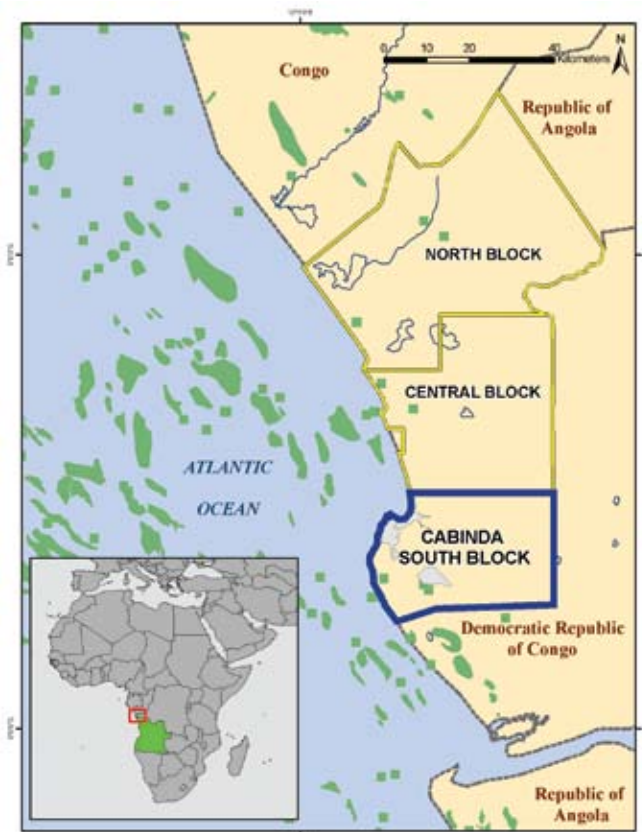


Figura 2.



Figura 3. Pozo Castanha-1; Rig SA-2

y concentró costa afuera, lo que derivó en descubrimientos de campos gigantes.

En 1990 Pluspetrol realizó su primera visita técnica a Angola; mantuvo reuniones con Sonangol (empresa estatal de hidrocarburos) y recabó información sobre las cuencas de Kwanza y Bajo Congo (*Lower Congo basin*). Así, la compañía realizó, hacia fines de 1991, una propuesta por un bloque situado en la provincia de Cabinda, que finalmente no pudo concretarse por la guerra.

Luego del tratado de paz firmado en Angola en 2002, la actividad exploratoria se reanudó en Cabinda. La compañía ROC Oil –de Australia– fue la primera empresa extranjera que comenzó a operar un bloque exploratorio (unos 1035 kilómetros cuadrados, llamado bloque Sur) en el *onshore* de Cabinda, en el año 2004 (ver figura 2).

Esta compañía realizó una exhaustiva campaña exploratoria entre 2005 y 2008, cuando registró casi 1000 kilómetros de líneas sísmicas 2D, 573 kilómetros cuadrados de sísmica 3D y la perforación de 9 pozos exploratorios, dos de los cuales resultaron descubridores no comerciales de petróleo.

A principios de 2008, Sonangol efectuó un llamado a licitación para ofrecer varios bloques en el *onshore* y en el *offshore* de las cuencas mencionadas. Pluspetrol decidió participar en esa rueda de licitación y, luego de calificar entre varias empresas internacionales, la licitación fue suspendida por las elecciones presidenciales.

En abril de 2009, Pluspetrol entró en contacto con la compañía ROC Oil. Tras evaluar toda la información técnica disponible, decidió tomar un 45% de participación y la operación del bloque, y asumir el compromiso de trabajo con Sonangol de realizar la terminación de un pozo exploratorio perforado por el operador anterior y la perforación de un nuevo pozo exploratorio.

Luego de reinterpretar la sísmica adquirida por ROC Oil, y de evaluar los datos de todos los pozos perforados, Pluspetrol seleccionó, en mayo del año pasado, el primer prospecto para ser evaluado mediante un nuevo pozo. Castanha-1 (en la figura 3), como Pluspetrol denominó el pozo, comenzó a perforarse hacia fines de ese año y alcanzó su profundidad final (3400 metros) a principios de febrero de 2010.



Figura 4. Surgencia del pozo Castanha-1 durante el ensayo.

Luego de su terminación, el pozo resultó descubridor de petróleo (34°API), en un reservorio de areniscas *pre-sal*, a una profundidad de 2200 metros. Quedó surgente por orificio de 24/64", con un caudal diario de 1600 barriles y una presión en boca de pozo de 1.120 PSI (ver figura 4). De hecho, Pluspetrol es hoy en día la única empresa petrolera extranjera que opera en el *onshore* de Cabinda.

Marco tectónico-estratigráfico (Cabinda)

La historia geológica de las cuencas del margen del Atlántico sur está íntimamente ligada a la tectónica de placas y a la ruptura del super continente de Gondwana.

Sudamérica se separó de África moviéndose hacia el oeste, en el sentido de las agujas del reloj. La apertura definitiva del Atlántico sur se produjo en el Cretácico inferior (Aptiano). Este proceso tuvo un carácter diacrónico; el mecanismo de apertura de los *rifts* del Gondwana se realizó en etapas sucesivas; más joven de sur a norte,



Equipo de Pluspetrol y Sondagens (Rig SA2) en la locación de Castanha-1

según los autores Jackson *et al.* (2000). Los principales rasgos tectónicos y estructurales de Cabinda en el margen occidental de África están ilustrados en la figura 5.

En el dibujo podemos ver la línea celeste, que en el mapa de anomalías Bouger representa el contacto de corteza oceánica y continental (*Oceanic /Continental Boundary*). Las zonas de charnela, representadas por líneas rojas gruesas, subparalelas a la altura de Gabón y Cabinda, muestran altos basamentales (*horsts*).

La zona de charnela Atlántica (*Atlantic hinge*) se encuentra más alejada de la línea de costa (*basinward*) en la zona de transición del talud con la plataforma externa; en tanto, la charnela Este (*East hinge*) marca el límite de la tectónica de extensión y separa los depósitos del margen continental del basamento Precámbrico.

Entre ambas charnelas y durante el Cretácico inferior, se desarrolló una serie de depocentros o sub-cuencas asimétricas (*half grabens*) que caracterizan a los sistemas de deformación de los *rifts*, separadas por fallas de transferencia o fracturas de orientación general nor noreste – sur sudoeste.

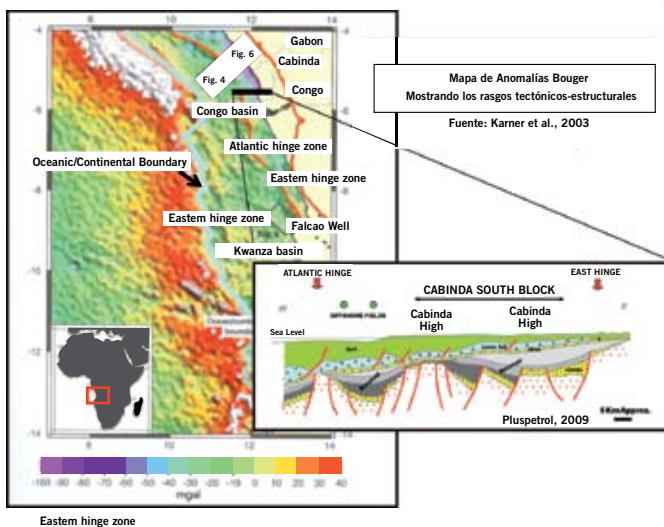


Figura 5.

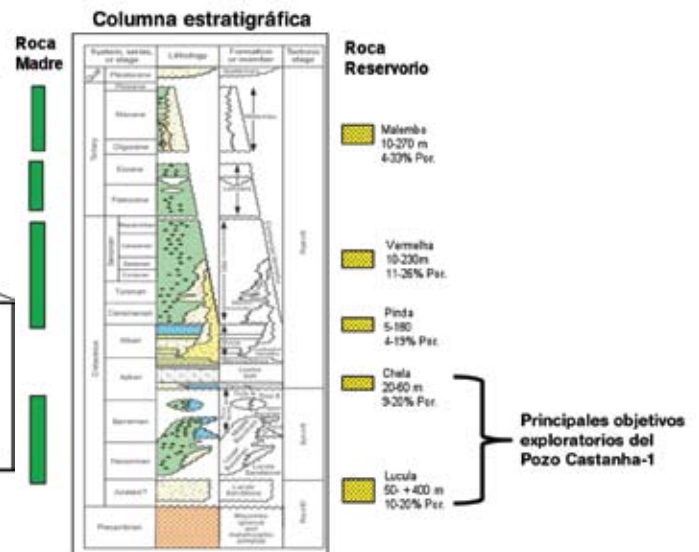


Figura 6. Columna estratigráfica de la región de Cabinda

Soluciones integrales para la industria del petróleo y del gas



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



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



SKANSKA

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

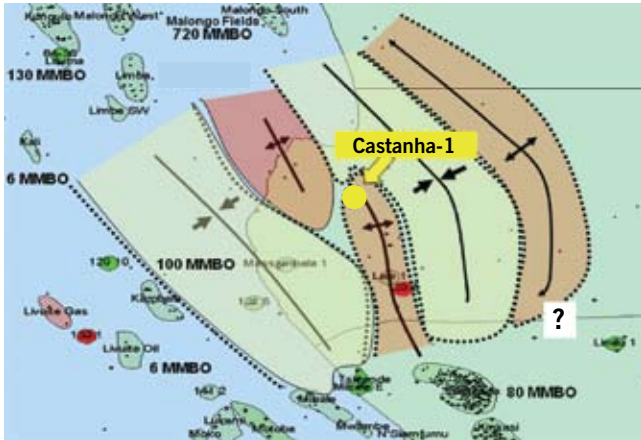


Figura 7. Bosquejo estructural-Bloque Cabinda Sur

Estos rasgos son claramente observables desde el sur de Gabón hasta la altura de Cabinda. En el mapa de anomalías de Bouger se manifiestan como mínimos de < 100 mgal (Karner *et al.*, 1997).

Esas subcuencas de *rift* contienen una espesa columna sedimentaria no-marina. Fue allí donde se emplazó un sistema de lagos que ocupó gran parte de los *hemi-grabens*, en tiempos del Cretácico inferior (Neocomiano-Barremiano).

Las lutitas lacustres dentro de las secuencias de *rift* en el oeste de África revisten una gran importancia comer-

cial, pues constituyen rocas generadoras de hidrocarburos de excepcional calidad. La mayoría de las reservas petroleras de Angola, Congo y Gabón tienen su origen en esas rocas lacustres del *rift* (McHargue, 1990).

Rocas de edad y características equivalentes se hallan presentes en el margen brasileño (por ejemplo, en la Formación Lagoa Feia, Cuenca de Campos). La posición relativa del bloque Cabinda Sur que opera Pluspetrol respecto de los rasgos tectónicos arriba descritos se señala en el corte de la figura 5 (*Cabinda South block* en corte).

En tanto, la figura 6 sintetiza la columna estratigráfica de Cabinda con la litología, nombres formacionales y los distintos estadios tectónicos presentes.

La columna sedimentaria se caracteriza por presentar abruptos cambios faciales, con areniscas de origen fluvial, aluvial y lacustre marginales con carbonatos y turbiditas interestratificadas con lutitas lacustres intracuencuales.

Los paquetes tectono-estratigráficos se subdividen dentro de los diferentes estadios del *rift* en *pre-rift*, *synrift* y *post-rift*.

La cuenca del Bajo Congo en Cabinda, respecto de Gabón, es que los depósitos del *synrift* (con *roca madre* con alto contenido de materia orgánica y en ventana de generación de petróleo junto a la presencia de muy buenas rocas reservorio) se encuentran a profundidades relativamente someras. Hacia costa afuera, esos depósitos se profundizan y pasan a tener un potencial generador los niveles pelíticos de origen marino del *post-rift* de edades

LA CALIDAD ES NUESTRO RECURSO INAGOTABLE

Cables de acero a la medida de la Industria Petrolera.



www.iph.com.ar





a. marshall moffat®

Since 1952

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

ARCO ELÉCTRICO • FLAMABILIDAD • SOLDADURA • SALPICADURA DE METALES FUNDIDOS



Cumpliendo con las siguientes Normas:

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



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

INDURA
Ultra Soft

Sucursales propias en:

ARGENTINA

VENEZUELA

BRAZIL

CHILE

USA

CONSULTAS TÉCNICAS
0800-222-1403

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

(011) 4302 - 9333 - Cap. Fed.

(011) 4343-0678 - Centro

(0291) 15418-3026- Bahía Blanca

(0299) 443-3211-6139 - Neuquén

Cretácico superior y Terciario.

La figura 7 muestra un bosquejo estructural con los principales depocentros y máximos estructurales dentro del Bloque Cabinda Sur y se señala la ubicación aproximada del pozo Castanha-1.

Como puede observarse, el bloque Cabinda Sur está ubicado en un *sweet spot*, prácticamente rodeado por campos petroleros con grandes volúmenes de reservas recuperables.

El descubrimiento de Pluspetrol

El prospecto evaluado por Pluspetrol mediante el pozo Castanha -1 se encuentra en el *onshore* de Cabinda (como vimos en la figura 7). Este prospecto tuvo como objetivos exploratorios los depósitos *synrift* (por debajo de los niveles evaporíticos de la formación Loeme, en la figura 6) en una estructura con cierre en cuatro direcciones, que alcanza una profundidad final de 3400 metros.



Oficinas de Pluspetrol en Luanda (D.Leiva y A.Viera)

La formación Loeme constituye un sello regional de excelente eficiencia y los reservorios que resultaron ser productivos en el pozo pertenecen a la Formación Chela, integrada por areniscas de origen marino y estuario-deltaicas, que actúan como *carrier* regional para los hidrocarburos generados en los depósitos lacustres subyacentes de la Formación Bucomazi.

El importante hallazgo realizado por la empresa se encuentra actualmente en etapa de estudio y se realizan tareas tendientes a definir las dimensiones del campo. La compañía iniciará, en mayo de este año, una campaña de adquisición sísmica 3D de 170 kilómetros cuadrados en el sector norte del bloque, para continuar con los trabajos exploratorios.

Algunos datos estadísticos de Angola

Angola es país miembro de la OPEP desde enero de 2007. Desde 2008 es el primer país productor de petróleo de África y octavo productor a nivel mundial, con una producción diaria de 2 millones de barriles/día (ver figura 9).

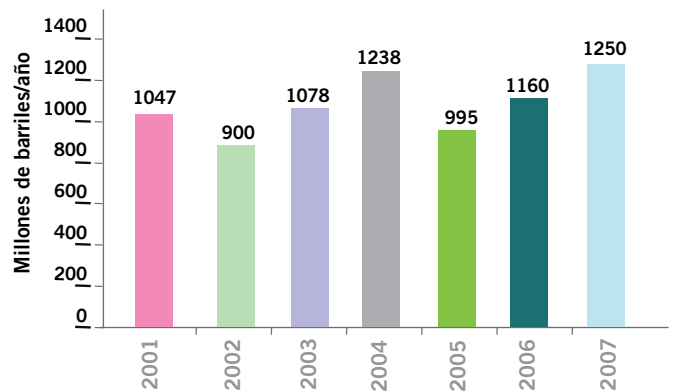


Figura 8. Evolución de la incorporación de reservas de petróleo por año (MMBO)

MARTELLI ABOGADOS

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

responsabilidad

www.aesa.com.ar

AESA
=====

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

Responsabilidad. Uno de nuestros valores.

www.fontanafranco.com.ar

honestidad

responsabilidad

coraje

compromiso

ingeniería • fabricación • construcción • servicios

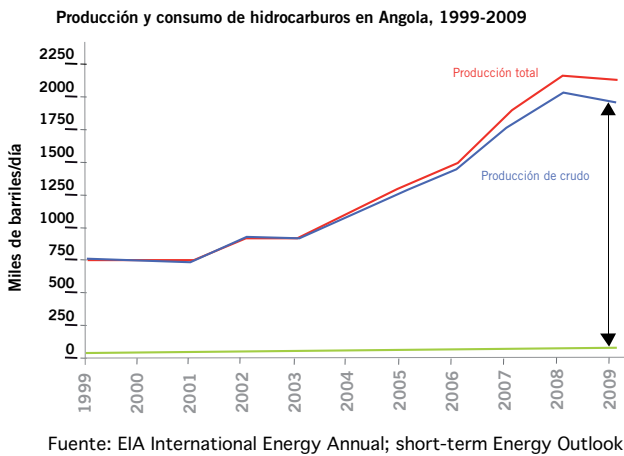


Figura 9.

Posee reservas recuperables de petróleo, según el O&G *Journal*, de 9500 millones de barriles, aunque según fuentes de Sonangol, sus reservas superan los 13.000 millones de barriles. La evolución de la incorporación de reservas por año, desde 2001 a 2007 promedió los 1000 millones de barriles anuales (ver figura 8).

Aproximadamente un 25% de la producción de petróleo de Angola proviene de yacimientos *offshore* aledaños a Cabinda.

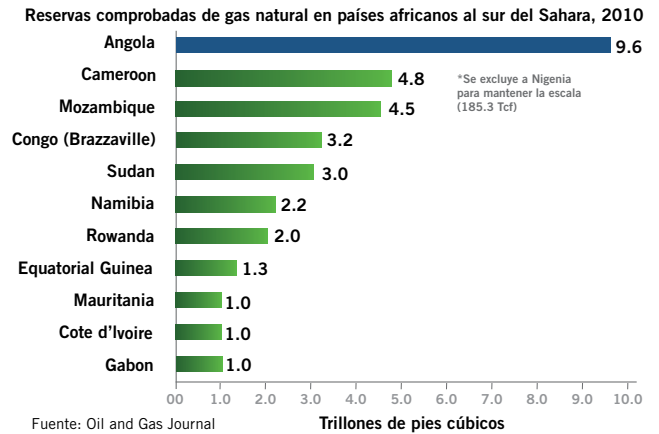


Figura 10.

Las reservas de gas pasaron de 2 TCF en 2007 a 9,6 TCF en 2010 (figura 10).

El diagrama de la figura 11 muestra los principales destinos de la producción petrolera de Angola.

Comentarios finales

Pluspetrol comenzará, a mediados de año, las tareas



“Servicios a la industria para el cuidado del Medio Ambiente y La Seguridad”

- Área de Auditorías en el marco de la Res. SE N° 404/94 y Res. SE N° 785/05
- Área de Seguridad e Higiene Industrial
- Área de Medio Ambiente
- Área de Consultoría
- Área de Capacitación



Tte. Ranguni 3061 (1824) - Lanús Oeste - Pcia de Buenos Aires
(011) 4249-9200/ 0800-222-MASS (6277) info@masstech.com.ar



www.masstechargentina.com.ar

En 10 años aumentamos en un 122% nuestra producción de gas natural(*)



- Aportamos el 60% del gas nuevo que sumó la Argentina desde el 2002.
- Apuntalamos con exploración y producción el aumento de la demanda de este hidrocarburo, el que más se consume en el país.
- Producimos más de 18 millones de m³ diarios de gas natural.

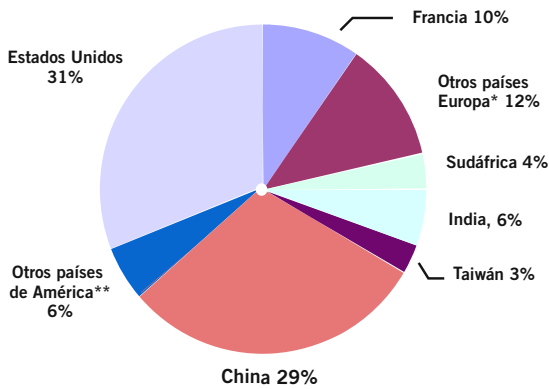
Buena parte de ese gas proviene de yacimientos nuevos que desarrollamos en Salta, Chubut, Santa Cruz, Neuquén y en el Mar Austral.

Pan American
ENERGY

El valor del compromiso

(*) En 1999, la producción de Pan American Energy fue de 8,2 millones de metros cúbicos diarios; en 2008, alcanzó los 18,2 millones de metros cúbicos diarios.

Exportaciones de crudo de Angola según destino



* Otros países de Europa incluye: Reino Unido, Portugal, Italia, Alemania, Suecia, Países Bajos y España
 ** Otros países de América incluye: Canadá, Perú, Uruguay, Brasil y Chile
 Fuente: Global Trade Atlas, FACTS Global Energy (Chinese import data); EIA (U.S. import data)

Figura 11.

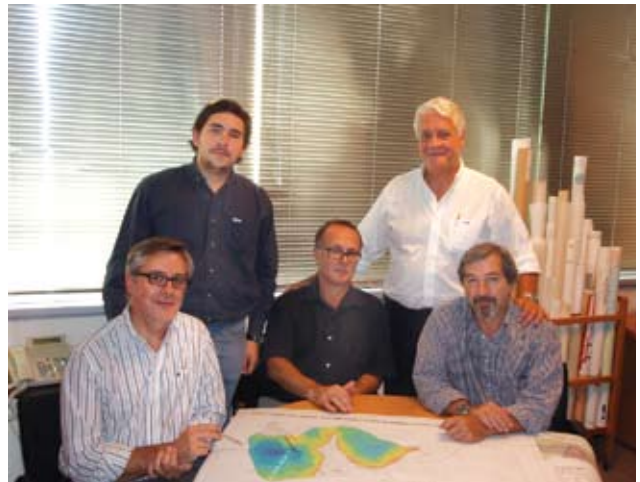


Pluspetrol en la escuela de Chimbolo.
 De izq. a der.: J. Tejada y F. Francisconi

de dimensionamiento del hallazgo petrolero realizado. Asimismo, la empresa tiene previsto, para los próximos dos años, una agresiva campaña de pozos exploratorios y adquisición sísmica.

Dentro de su programa de Relaciones Comunitarias, en línea con su política de desarrollo de las comunidades nativas, la empresa ha implementado un significativo presupuesto. Aproximadamente el 50% de ese presupuesto es dedicado a educación de los nativos y el resto, a mejoras en escuelas y centros de salud.

Finalmente, la conjunción del conocimiento geológico previo con la habilidad para negociar y capturar una oportunidad de negocio, sumada a una rápida toma de decisión por parte de la alta gerencia y la subsiguiente implementación de la operación en un área de logística compleja, es un factor que demuestra que el trabajo en equipo y la persistencia en la búsqueda de oportunidades con objetivos claros son elementos claves para el éxito de una empresa. Y todo el proceso llevado a cabo en un plazo muy breve de tiempo. ■



Pluspetrol: grupo de geociencias Proyecto Angola
 De izq. a der. parados: Juan Pablo Lovecchio y Marcelo Rosso;
 sentados: Rodolfo Corbera, Guillermo Rossi y Atilio Viera



Pluspetrol en las Oficinas de Sonangol
 De izq. a der.: M.Rosso, secretaria de SONANGOL, F.Pulit, C.Saturnino (Director de Negociaciones Sonangol) y J.Iguacel

Marcelo E. Rosso es Manager Internacional de Exploración y Desarrollo en Pluspetrol S.A. Actualmente se encuentra a cargo del equipo de trabajo de exploración en las operaciones que la empresa lleva adelante en África. Anteriormente se desempeñó como Manager General de Pluspetrol en el norte de África, con base en Argelia y Túnez. Luego fue Manager General de Pluspetrol Internacional Inc. en Houston, Texas. Rosso comenzó su carrera en el sector de E&P de YPF y más tarde trabajó para Astra Capsa en la Argentina. Posee el título de Geólogo de la Universidad Nacional de La Plata (1976), un Máster en Geología de Petróleo de la Universidad de Buenos Aires (1977) y realizó el Máster de Negociación de la Universidad Católica Argentina (2004). Además, es miembro activo de AAPG, del SPE y del IAPG en nuestro país.



Tecpetrol

Energía que crece

www.tecpetrol.com



Estado actual de los hidrocarburos y otros recursos energéticos en Uruguay

Por *Héctor de Santa Ana; Bruno Conti; Santiago Ferr; Pablo Gristo; Josefina Marmisolle; Ethel Morales; Pablo Rodríguez; Matías Soto y Juan Tomasini*
ANCAP, Gerencia de Exploración y Producción.

Hidrocarburos convencionales en el *offshore*

El *offshore* del Uruguay está constituido por la cuenca Punta del Este, la porción más austral de la cuenca Pelotas y la cuenca Oriental del Plata (ver figura 1). Estas cuencas integran un importante conjunto de depocentros, generados durante la fragmentación de Gondwana y posterior apertura del Océano Atlántico. Entre ellos se incluyen las cuencas productivas de Orange (Namibia y Sudáfrica), Santos y Campos (Brasil).



Figura 1. Ubicación de las cuencas sedimentarias del Uruguay.

La cuenca Punta del Este constituye un aulacógeno orientado perpendicularmente al margen continental (noroeste-sureste), cuyos límites están representados por el Alto de Martín García, al sud sudoeste, y el Alto del Polonio, al este y noreste.

La cuenca Pelotas se desarrolla al noreste del Alto del Polonio, en el margen continental uruguayo, y se extiende por la plataforma brasilera hasta la zona de fractura de Florianópolis. Ambas cuencas comenzaron a funcionar como un único ámbito de sedimentación a partir del Paleógeno y dieron origen a la denominada cuenca Oriental del Plata.

Las cuencas Punta del Este y Pelotas poseen, en el margen uruguayo, una superficie aproximada a los 11000 y 15000 kilómetros cuadrados, respectivamente, cubiertas por una lámina de agua variable entre 20 y 1000 metros de profundidad. La cuenca Oriental del Plata, con un área aproximada 30000 kilómetros cuadrados se desarrolla predominantemente en los dominios profundos y ultraprofundos del Océano Atlántico.

La historia exploratoria de la plataforma continental uruguayo se resume a un total aproximado de 25000 kilómetros lineales de símica 2D y la perforación de dos pozos exploratorios (en Lobo y en Gaviotín), realizados por la empresa Chevron en 1976 y ubicados en la cuenca Punta del Este.

La porción uruguayo de la cuenca Pelotas y de la cuenca Oriental del Plata aún no ha sido perforada. Esta situación permite describir las cuencas sedimentarias del *offshore* del Uruguay como subexploradas.

Si bien estas cuencas son consideradas áreas de frontera y de alto riesgo exploratorio, una serie de estudios relevantes han generado nuevas expectativas en cuanto a su potencialidad para la ocurrencia de acumulaciones de hidrocarburos.

En este sentido, es importante destacar la constatación directa de la generación y migración de hidrocarburos a través de inclusiones fluidas reconocidas en toda la sección estratigráfica de los pozos Lobo y Gaviotín (Tavella & Wright: 1996); la identificación de chimeneas de gas y *oil seeps* (Santa Ana et al.: 2005) y el reconocimiento de “puntos brillantes”, anomalías de amplitud y anomalías AVO localizadas en tratos de sistemas deposicionales adecuados para la acumulación de hidrocarburos (ver figura 2).

A estos estudios se suman los descubrimientos de importantes acumulaciones de hidrocarburos en cuencas relacionadas genéticamente a las cuencas del *offshore* del Uruguay y con una historia evolutiva altamente correlacionable (ver figura 3), tales como los yacimientos de Kudu e Ibhubesi en la cuenca de Orange, y los de Tupi y Júpiter en la cuenca de Santos, entre otros.

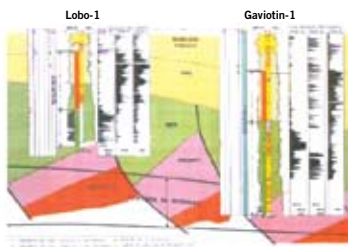
La evolución de las cuencas del *offshore* de Uruguay comprende cuatro grandes fases, en las que cada una involucra geometrías de cuenca, estilos de fracturamiento y sucesiones estratigráficas particulares: *prerift*, *sinrift*, transición y *drift*.

El avance en el conocimiento de los estilos de cuenca, más la evolución tectónica y estratigráfica de la región *offshore* del Uruguay han permitido elaborar un modelo de su sistema petrolífero. De acuerdo con este modelo, las rocas con mayor potencial generador se asocian a las secuencias lacustres del *prerift* y *sinrift*, y a las secuencias marinas de las fases transición y *drift* temprano.

En cuanto a las condiciones de madurez de estas rocas, de acuerdo con el modelo establecido por Stoakes et al. (1991), la ventana de generación de petróleo, en la zona de los pozos, se ubicaría entre los 1500 y 2800 metros de profundidad, mientras que de acuerdo con el modelo de Fontana *et al.*, (1999) ésta se ubicaría entre los 2562 y 3495 metros.

Las rocas reservorio corresponden a sistemas aluvio-fluviales de la fase *sinrift* y a tratos de sistemas de mar bajo asociados a frentes deltaicos y turbiditas en las regiones más distales de las cuencas, pertenecientes a las fases transición y *drift*.

Ilusiones fluidas



Chimeneas de gas



Anomalías de velocidad

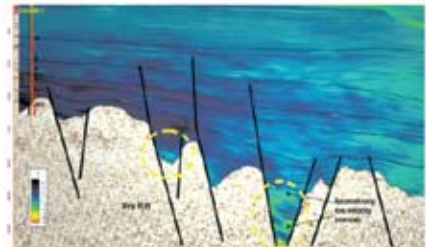
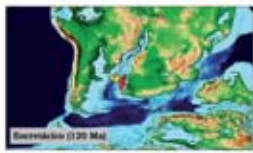
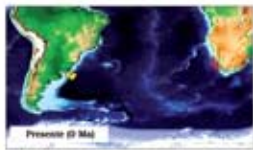
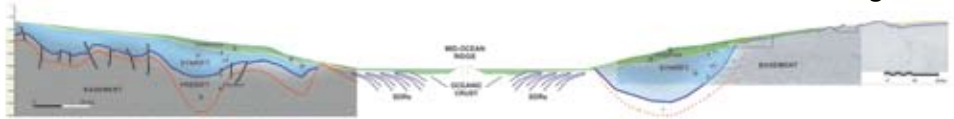


Figura 2. Indicadores directos e indirectos de hidrocarburos en las cuencas del *offshore* del Uruguay.



Cuenca de Punta del Este

Cuenca de Orange



Cuenca de Punta del Este

Cuenca de Orange

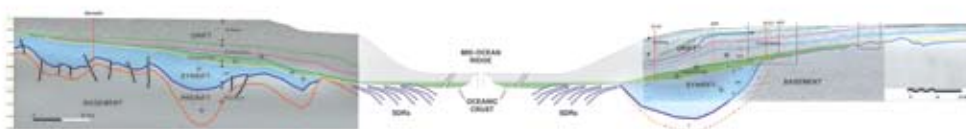


Figura 3. Correlación entre las cuencas Orange (rojo) y las cuencas del offshore de Uruguay (amarillo). Modificado de Scotese (2006) y Paton et al. (2008).

Existen diferentes secuencias en el relleno de las cuencas que pueden constituir rocas sellos, tanto de carácter local (pelitas lacustres del *sinrift* y transición) como regional.

Diversas situaciones exploratorias (*leads* y prospectos) de componente estructural, estratigráfico y mixto han sido identificadas en las cuencas del margen continental uruguayo, en batimetrías variables, desde menores a 50 metros a mayores a 1500 metros. Estas situaciones exploratorias son análogas en cuanto a geometrías sedimentarias; elementos estructurales; sistemas depositacionales y fases de evolución a las ya testeadas en otras cuencas del margen atlántico, y a las cuales pertenecen los yacimientos ya mencionados. Sin embargo, requieren la realización de estudios posteriores que permitan confirmar su potencialidad y comercialidad.

Ronda Uruguay 2009

Uruguay: El pragmatismo cosecha éxito en la ronda de licitaciones. Así tituló su publicación *Upstream Insight Latin America* de julio de 2009 la prestigiosa y mundialmente conocida consultora en energía Wood Mackenzie.

El desarrollo de la nota indica que "Wood Mackenzie considera la ronda como un éxito, tomando en cuenta las severas condiciones financieras, de precios actuales de commodities, y la naturaleza de alto riesgo exploratorio de las áreas ofrecidas. Este resultado reivindica la decisión de ANCAP de modificar las condiciones del llamado en respuesta a la crisis económica, sacando la perforación obligatoria para el primer período de exploración en las áreas más prospectivas. Si hubieran seguido rigiendo los


Antares Naviera S.A.

Desarrollo, Tecnología e Innovación
 Para el país. Y hacia todo el mundo.

Development, Technology and Innovation
To our country and towards the world.

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





COMPAÑÍA MEGA S.A.

Ganadora del premio
Iberoamericano a la calidad



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

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

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

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

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





Figura 4. Akademik Shatski – Barco de Wavefield Inseis que realizó la campaña sísmica de 2008.

términos originales, el riesgo de no haber recibido propuestas hubiera sido muy real. Es crédito de ANCAP el cambiar las reglas como la situación lo demandó, dándole más peso a la visión de que Uruguay es un buen lugar para hacer negocios.”

El Poder Ejecutivo es responsable de la fijación de la política de exploración y explotación de hidrocarburos en Uruguay; asimismo, ANCAP, la petrolera estatal, es la responsable de ejecutar las actividades, negocios y operaciones del upstream de la industria petrolera, por sí misma o a través de terceros. ANCAP podrá acordar la firma de contratos con compañías petroleras internacionales, previa aprobación del Poder Ejecutivo.

Después de casi 30 años de muy limitada actividad exploratoria en Uruguay, el gobierno nacional -por intermedio de ANCAP y la empresa Wavefield-Inseis ASA- unieron esfuerzos con un objetivo desafiante: llegar a un conocimiento integral de todas las cuencas del *offshore* de Uruguay.

Para tales efectos se realizó un levantamiento sísmico 2D regional de 7000 kilómetros (2007), que fue complementado con un levantamiento sísmico 2D a escala de semidetalle de 2800 kilómetros (2008), en cuenca Punta del Este. Esta nueva información sísmica cumplió con la finalidad de “quitarle un velo” de incertidumbre y desconocimiento geológico y geofísico a una de las provincias sedimentarias de frontera exploratoria de mayor potencial del Atlántico suroccidental. (Figura 4)

Sobre la base de esta nueva información sísmica, sumado al interés que despertó en la industria, se decidió organizar la Ronda Uruguay 2009. En 2008 ANCAP fue encomendada por el Poder Ejecutivo para la realización de esta ronda, que consistió en un llamado a licitación para la adjudicación de contratos de exploración y explotación de hidrocarburos en áreas de la plataforma continental uruguaya (ver figura 5).

Una vez tomada la decisión de realizar la Ronda Uruguay 2009, el equipo de trabajo definió una serie de objetivos fundamentales:

- Poner a Uruguay en el mapa petrolero mundial.
- Lograr que las compañías petroleras consideren el proyecto Uruguay dentro de su presupuesto para *upstream* en cuencas de frontera exploratoria.
- Conseguir la calificación de más de una empresa pe-

trolera Top 100 del ranking anual de Energy Intelligence Research.

- Obtener al menos una oferta al 1^o de julio de 2009.

Los esfuerzos para cumplir estos objetivos se basaron en tres pilares: establecer un marco legal y regulatorio adecuado; generar un fuerte soporte técnico capaz de mostrar el potencial exploratorio de nuestras cuencas y resaltar el positivo marco de inversiones y negocios del país. La promoción y difusión de estos pilares del proyecto frente a la industria del *upstream* consistió un aspecto clave para el éxito.

La imagen muestra el aviso que publicó la empresa noruega Wavefield Inseis ASA (ahora adquirida por CGGVeritas) para promocionar los datos de sísmica 2D multicliente relevada en 2007 y 2008. La promoción hizo hincapié en que Uruguay es un destino desconocido, un “secreto” (ver figura 6) para la industria petrolera, claramente relacionado con el primero de los objetivos planteados en el marco de la ronda. Uruguay no estaba en el mapa petrolero mundial (por lo menos en el *upstream* de la industria).

La Ronda Uruguay 2009 tuvo un cronograma de siete meses de duración. Se lanzó el 1^o de diciembre de 2008 en Montevideo, en un evento que contó con discursos y presentaciones a cargo de ministros, directores de Energía e Industria y el presidente de ANCAP, entre otros referentes técnicos y del Gobierno.

Asimismo, tuvo la asistencia de más de 15 empresas petroleras y más de 20 empresas de servicios petroleros, medios de prensa, embajadas y consulados, etcétera.

Posteriormente, el 22 de enero de 2009 se efectuó un evento tipo *road show* en el *Petroleum Club* de Houston, que congregó 14 empresas petroleras, 13 de ellas Top 100, y un número similar de empresas de servicios.

Las empresas petroleras pudieron realizar la presentación de la información para su calificación hasta el 30 de abril de 2009. La apertura de ofertas se realizó el 1^o de julio de 2009 y sólo pudieron presentar ofertas las empresas previamente calificadas. Durante todo este período se coordinaron reuniones con aquellas empresas que lo solicitaron, del tipo *data rooms*, en las que se trabajó con la información técnica y se intercambiaron conceptos en relación a la geofísica, geología y el potencial hidrocarbúrrifero de nuestras cuencas.

La promoción del proyecto implicó asistir a los congresos y eventos del *upstream* de mayor convocatoria a nivel mundial, con el objetivo de difundir material informativo y mantener reuniones con empleados técnicos y gerenciales de las empresas petroleras.

Se utilizó la página web www.rondauruguay.gub.uy como medio fundamental para la presentación de esta in-



Figura 5. Logo de la Ronda Uruguay 2009.

formación. Asimismo, se organizaron reuniones personalizadas tipo taller con más de 50 empresas en las oficinas de ANCAP o en sus casas matrices.

Adicionalmente, se publicaron artículos científicos arbitrados y de divulgación en revistas referentes del sector, lo que constituyó una herramienta fundamental para la difusión técnica del potencial exploratorio del *offshore*.

Con respecto a los aspectos técnicos, se realizó un esfuerzo importante para realzar el carácter subexplorado de nuestras cuencas y, por tanto, el potencial exploratorio que ello implica. Se hizo una interpretación integral de los nuevos relevamientos sísmicos, se definieron nuevas situaciones exploratorias de interés o confirmaron las ya definidas; y se establecieron modelos geológicos y análogos con cuencas productoras del margen atlántico.

Se obtuvieron otros productos mediante procesamiento especial de los datos adquiridos, como inversión de trazas sísmicas; identificación de anomalías de velocidad; detección de chimeneas de hidrocarburos; detección directa de hidrocarburos por anomalías de frecuencia; detección de *oil seeps* por imágenes satelitales y test de identificación de anomalías AVO.

La base de datos del *offshore* de Uruguay consta de información sísmica 2D propiedad de ANCAP de los años setenta y ochenta; información de los únicos dos pozos perforados en el *offshore*, que datan de 1976; y datos de la sísmica 2D multicliente relevada recientemente.

La primera campaña sísmica contratada por ANCAP se remonta a 1970-1971: se trató de un levantamiento regional y de detalle de 5267 kilómetros de sísmica adquiridos por CGG. En tanto, en 1974 Esso adquirió 2578 kilómetros de sísmica a través de GSI. Ese año, tras un llamado a empresas interesadas en explorar el *offshore* de Uruguay, se concedió el Bloque I a Chevron, que realizó un levantamiento sísmico detallado de 1897 kilómetros. Con estos datos y los anteriores, se perforaron dos pozos en 1976 que, a pesar de los indicios de gas, no fueron ensayados y

Uruguay – Latin America's Best Kept Secret ...

- 10.000 kms of modern long offset MC2D seismic data acquired in 2007/2008
- The processed data is available for the 1st upcoming Licensing Round 09

Wavefield Inseis logo and contact information: Multi Client Services info@wavefieldinseis.com www.wavefieldinseis.com

Figura 6. Aviso publicado en conjunto entre Wavefield Inseis y ANCAP que promociona los relevamientos sísmicos de 2007 y 2008 y la Ronda Uruguay 2009.

fueron abandonados por el operador.

En 1977 GSI realizó un levantamiento sísmico regional en la zona del talud continental de Argentina y Uruguay. En 1982 ANCAP contrató a Western para la adquisición de 1402 kilómetros en zonas de interés de las cuencas Pelotas y Punta del Este. En los últimos años se pusieron a disposición datos adquiridos en situación multicliente. Para 2002 fueron levantados 1840 kilómetros (por CGG). Finalmente, entre 2007 y 2008, Wavefield-Inseis realizó un levantamiento regional de 7125 kilómetros y semi-detalle de 2909 kilómetros, respectivamente (ver figura 7).

Con respecto a las bases del llamado y al marco regulatorio, se ofrecen contratos del tipo de producción compartida (PSA, por su sigla en inglés) en los que el contratista corre con todos los riesgos y costos de la actividad. No se aplican regalías, ni bonus por firma o por producción y no se paga alquiler de superficie.

Las ofertas se compararon en función del programa ex-

Reduzca el riesgo exploratorio y optimice al máximo su inversión

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

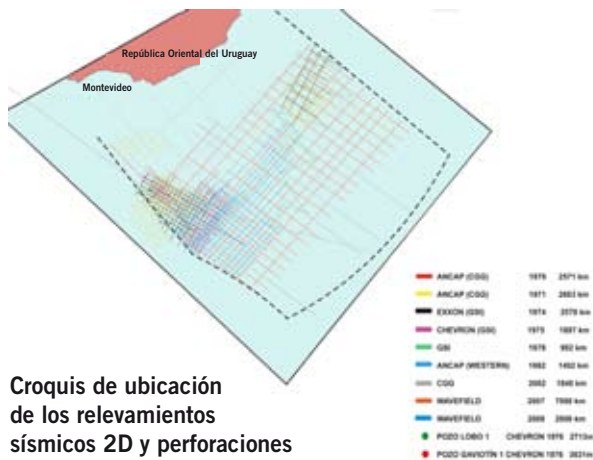
Procesamiento Convencional 2D-3D / PSTM / PSDM / Calibración de Pozos / Impedancia Acústica / Estimación de Densidad / Predicción de Porosidad / Volúmenes μ_p , $\lambda\rho$ / Impedancia Elástica / AVO

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

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



DATA SEISMIC
Geophysical Services
www.dataseismic.com.ar



Croquis de ubicación de los relevamientos sísmicos 2D y perforaciones

Figura 7. Mapa de ubicación de los relevamientos sísmicos 2D y pozos

ploratorio ofrecido por el contratista (adquisición de nueva sísmica 2D o 3D, compra de la sísmica 2D adquirida por Wavefield Inseis ASA en 2007-2008, adquisición de electromagnetismo 2D o 3D y la perforación de pozos) y por los términos económicos (porcentaje de *cost oil*; porcentaje de *profit oil* y porcentaje de asociación de ANCAP).

La calificación de compañías petroleras fue de acuerdo con sus antecedentes técnicos, económicos y legales. Las compañías listadas en el Top 100 del ranking publicado anualmente por Energy Intelligence estaban exoneradas de presentar información técnica y económica financiera. Sin embargo, aquellas empresas que no estuvieran incluidas en esta selecta lista debieron presentar información que acreditara experiencia en operaciones en aguas de profundidades mayores a 300 metros; producción mayor a 5000 BOE/D en los últimos tres años y los últimos tres balances que acreditaran capitalización bursátil mayor a 2000 MMUS\$ o patrimonio mayor a 1000 MMUS\$.

El período exploratorio estipulado en el contrato fue de ocho años, dividido en tres subperíodos. El primer subperíodo abarcó cuatro años, sin programa exploratorio mínimo. El segundo, dos años; el paso a esta segunda etapa fue opcional para el contratista, pero para ello debía comprometerse a la perforación de dos pozos. Lo mismo ocurría para pasar al tercer subperíodo de dos años.

La figura 8 muestra los 11 bloques ofrecidos en la Ronda Uruguay 2009, cuya extensión se muestra en la tabla I.

Tabla I. Bloques ofrecidos en la Ronda Uruguay 2009

Tipo	Área (km²)	Bloque	Tipo	Área (km²)
B	9.900	1	B	9.900
B	2.900	2	B	2.800
A	5.500	3	A	5.500
A	3.000	4	A	3.000
A	5.200	5	A	5.200
B	4.700	6	B	4.700
A	4.400	7	A	4.400
B	10.300	8	B	10.300
B	9.800	9	B	9.800
B	9.800	10	B	9.800
B	8.700	11	B	8.700

Originalmente se habían clasificado los bloques en A y B: en los bloques tipo A se solicitó al contratista el compromiso de la perforación de por lo menos un pozo en el primer subperíodo exploratorio de cuatro años.

Sin embargo, en vistas de la caída del precio internacional del crudo, la crisis económico-financiera a fines de 2008 (que hicieron caer o suspender proyectos de exploración a nivel global y que condicionaron el presupuesto de exploración de las empresas petroleras), ANCAP recomendó al Poder Ejecutivo mejorar las bases y el modelo de contrato de la Ronda Uruguay 2009. Efectivamente, el Ejecutivo aprobó esta moción.

El ajuste propuesto eliminó la obligatoriedad de efectuar, como mínimo, un pozo exploratorio en el primer subperíodo para las áreas A; por tanto, las áreas A y B quedaron con los mismos montos de garantía y sin requerimientos de programa mínimo exploratorio.

Esta decisión fue muy bien recibida por las compañías petroleras y calificada por consultores y analistas (tal como refleja el artículo de Wood Mackenzie) como una muestra de pragmatismo por parte del gobierno uruguayo, que tuvo la capacidad de adecuarse a la coyuntura de la industria del *upstream* tan distinta en marzo de 2009 a la de julio de 2008.

Aspectos económicos de la exploración actual

En cuanto a los aspectos económicos del contrato, al contratista se le paga con la parte de hidrocarburos que le corresponde por concepto de *cost oil*, es decir, la parte de la producción que se aplica a la recuperación de costos operativos e inversiones, más la parte que le corresponde de la ganancia (es decir, del *profit oil*).

La única ganancia del Estado es la parte del petróleo que le corresponde por concepto del *profit oil*. El contratista tiene libre disposición de los hidrocarburos recibidos, pero ANCAP tiene el derecho preferencial de comprar total o parcialmente este petróleo, solamente para consumo doméstico. Tanto el petróleo como el gas natural son valuados a precios de mercados internacionales de hidrocarburos de similares características.

Con respecto al régimen impositivo, entendemos que Uruguay presenta excelentes oportunidades para la industria. El Impuesto al Patrimonio; los impuestos al consumo tales como el Impuesto al Valor Agregado (IVA) y el Impuesto Específico al Consumo (IMESI); y los impuestos aduaneros están exonerados por la Ley de Hidrocarburos. Asimismo, el Impuesto a la Renta puede ser exonerado parcial o totalmente en el marco del Régimen de Promoción de Inversiones.

El hecho de que Uruguay fuera capaz de convocar la presencia de gran número de las más importantes empresas petroleras en el *road show* de Houston y en el lanzamiento de la Ronda Uruguay en Montevideo, implica que la promoción del proyecto durante los últimos años –y más intensamente en 2008–, ha puesto a Uruguay en el mapa petrolero mundial. Lo mismo se ve reflejado en la cobertura por parte de la prensa y medios especializados sobre los resultados de la Ronda Uruguay 2009. La

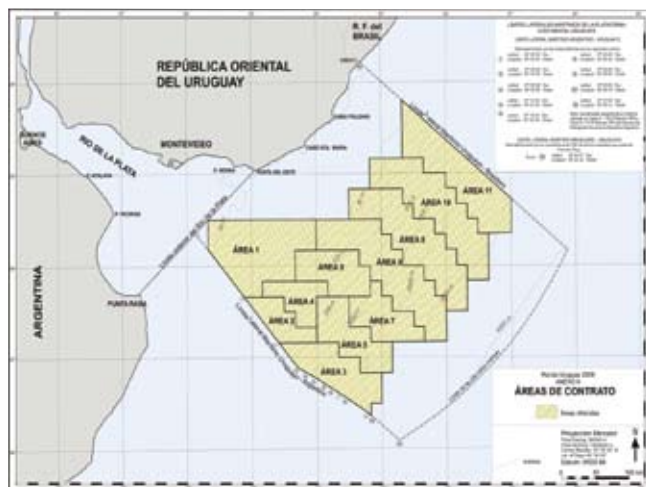


Figura 8. Mapa de áreas ofrecidas en la Ronda Uruguay 2009.

“marca” Ronda Uruguay ya es conocida en la industria petrolera en su sector del *upstream* y constituye un activo intangible de ANCAP.

Seis empresas presentaron información y quedaron habilitadas para presentar ofertas: BHP Billiton, de Australia; GALP, de Portugal; PDVSA, de Venezuela; Petrobras, de Brasil; Pluspetrol, YPF, ambas de la Argentina.

De estas seis empresas, tres son Top 100 (BHP Billiton, PDVSA y Petrobras). YPF no fue considerada Top 100 como tal en el ranking de 2009, aunque sí lo es Repsol-YPF. Todas calificaron como operadoras, salvo GALP Energía, que calificó pero como no operadora.

De estas seis, tres se unieron para formar un consorcio (YPF, Petrobras y GALP) y presentaron ofertas por los bloques 3 y 4, ambos ubicados en la cuenca Punta del Este. Los contratos entre el Consorcio y ANCAP ya fueron firmados y se han conformado los comités técnicos operativos de cada área.

Los programas de trabajo propuestos por los operadores incluyen carga, control de calidad y reprocesamiento de la información sísmica 2D adquirida de CGGVeritas; también, aplicación del procesamiento AVO; aplicación del proceso de inversión simultánea 2D; migración en profundidad; interpretación geológica y geofísica; identificación de *plays*, *leads* y prospectos. Asimismo, incluyen un armado de un modelo 3D de toda la cuenca con los horizontes en profundidad así como con todos los datos disponibles para definir mapas de facies y de roca madre; evaluación de prospectos y *leads* que analicen los riesgos geológicos y los volúmenes de recursos potenciales. Condicionalmente a los resultados de todos estos estudios se hará una sísmica 2D o 3D para densificar la información sobre los prospectos y se hará el diseño de los pozos.

Por lo tanto, los objetivos planteados para el proyecto Ronda Uruguay 2009 fueron cumplidos y fue considerado un éxito, no sólo a nivel interno de ANCAP sino a nivel gubernamental e internacional, tal como lo expresan consultoras y medios extranjeros especializados en exploración y producción de hidrocarburos.

A pesar de las dificultades internacionales para la inversión en nuevas áreas para la exploración de hidro-

carburos, tres gigantes, importantísimos jugadores de las cuencas del Atlántico como son Petrobras, YPF y GALP, ofertaron por dos bloques de la cuenca Punta del Este. Asimismo, fue catalogado como un paso histórico, ya que implica reactivar la exploración después de más de 35 años sin actividad.

Ronda Uruguay II

La Ronda Uruguay 2009 fue tan sólo el primer paso del proceso de reactivación de la actividad exploratoria en nuestro país. Es de vital importancia mantener un nivel de promoción constante, así como presentar a la industria oportunidades de exploración en forma regular.

Para ello, es clave seguir incrementando el valor de los activos mineros de nuestra plataforma mediante el aumento del conocimiento sobre su potencial exploratorio, particularmente a través de contratos del tipo multicliente con costo mínimo o nulo para ANCAP. Es prácticamente un hecho que Uruguay presentará al *upstream* de la industria petrolera otro llamado de similares características en el futuro cercano, la Ronda Uruguay II.

La Ronda Uruguay II tendrá similares características a la 2009 en cuanto a cronograma, calificación de empresas, régimen de *data rooms*, promoción, etcétera.

El lanzamiento será en Uruguay y se harán *road shows* en Houston y en Río de Janeiro, sin descartar aún otros destinos.

Las bases del llamado incluirán una docena de bloques que cubran nuevamente las tres cuencas sedimentarias del *offshore*, desde aguas someras a ultraprofundas. Nuevamente, las ofertas serán comparadas de acuerdo con el programa exploratorio ofrecido (tomando como unidad de trabajo la compra de información multicliente), a las condiciones económicas (porcentajes de *cost oil* y *profit oil*) y al porcentaje de asociación de ANCAP. Cada área requerirá un programa mínimo exploratorio para el primer subperíodo que probablemente no incluya la perforación de un pozo.

Actualmente se están concretando nuevos contratos de tipo multicliente con empresas de servicios para la adquisición de más sísmica 2D (que cubren áreas en las que se tiene muy poca densidad de información), aeromagnetismo, electromagnetismo 2D, por citar algunos, lo que posibilitará tener un mayor y mejor entendimiento de la geología de las cuencas *offshore* de Uruguay. Esto, a su vez, permitirá la definición más precisa de nuevos *leads* y prospectos.

La Ronda Uruguay 2009 combinó la estabilidad política, económica y social de nuestro país, lo que brindó un ambiente de negocios óptimo para inversiones, con una geología subexplorada e intrigante, con muchas analogías y correlaciones con características exploratorias y geológicas de cuencas productoras del margen atlántico, sumados a términos del llamado y modelo de contrato sensatos, justos y acordes al riesgo exploratorio.

El grupo de trabajo de ANCAP pretende capitalizar el conocimiento adquirido durante la Ronda Uruguay 2009 para mejorar aún más el proceso para la Ronda Uruguay II y perfeccionar las bases del llamado y modelo de contrato para hacerlos aún más competitivos; además, presentar

nuevos productos exploratorios que incluyan análisis económico y de riesgo de los prospectos.

La Ronda Uruguay 2009 fue un éxito y eleva el listón para la Ronda Uruguay II, que deberá cumplir con las expectativas generadas por su antecesora y que le permitirán a Uruguay aumentar sus esperanzas de conseguir independencia energética.

Hidratos de gas

Los hidratos de gas natural son sólidos cristalinos formados por gas (principalmente metano) y agua a altas presiones y bajas temperaturas. En la naturaleza se encuentran en zonas de *permafrost* y en cuencas *offshore* de márgenes continentales. Pueden presentarse en diversas modalidades dentro de los sedimentos: diseminados o como nódulos, vetas, capas masivas o rellenando fracturas. El gas contenido en los hidratos procede de la descomposición de materia orgánica por bacterias anaeróbicas debajo del fondo del mar (origen biogénico), aunque también existen casos de hidratos de gas de origen termogénico, generados a partir de fuentes emplazadas a mayor profundidad.

Los hidratos de gas constituyen un recurso de gran relevancia, tanto por los enormes volúmenes de metano que encierran así como por el gas libre que suele estar acumulado debajo de ellos. Son importantes no solamente como fuente de hidrocarburos, sino también por sus numerosas aplicaciones actualmente en estudio, relacionadas al almacenamiento de gas natural para su transporte, almacenamiento de dióxido de carbono, estabilización de fondos marinos, aseguramiento de flujo en tuberías, desalinización del agua, etcétera.

Dado que su explotación plantea numerosos desafíos, diversos países han implementado proyectos de evaluación de diferentes tecnologías que permitirían disociar el agua del gas natural almacenado en los hidratos. Uno de los más avanzados en su estudio, Japón, ha establecido como meta las primeras pruebas para su explotación *offshore* a partir del año 2016.

Gracias a la información recabada en diversas campañas sísmicas, de Santa Ana et al. (2004) se identificó la existencia de BSR (Bottom Simulating Reflectors), lo que permitió inferir la presencia de hidratos de gas y acumulaciones de gas libre asociado. Según Santa Ana et al. (2004) se calculó la distribución de áreas y el espesor de los sedimentos conteniendo hidratos de gas, estimando el volumen del recurso en 87 TCF. La presencia de BSR también fue reportada por el instituto alemán BGR al realizar relevamientos sísmicos en el *offshore* uruguayo (Neben et al: 2004).

Regionalmente se han identificado BSR tanto en cuencas del *offshore* de Brasil (cuencas Pelotas y Campos) y Argentina (cuenca Argentina), como en la conjugada cuenca de Orange, entre otras.

Las últimas estimaciones, a partir de la sísmica, muestran una mayor distribución areal de los hidratos, incluso en regiones donde no se habían sido identificados previamente. Asimismo, se está trabajando para tener un conocimiento más detallado de la ocurrencia y extensión de los hidratos, apuntando a una nueva cuantificación del recurso (ver figura 9).

Lutitas gasíferas (gas shales)

Las lutitas gasíferas son rocas sedimentarias de grano fino, ricas en materia orgánica, capaces de generar y retener gas que puede ser explotado a través de métodos no convencionales.

Una lutita con un COT de 2% o mayor presenta buenas posibilidades para la generación de gas de lutita en tanto alcance las condiciones de maduración apropiadas. Esta roca actúa, a la vez, como fuente y reservorio del gas, sin presentar trampas ni sellos, lo que generalmente confiere una distribución regional.

Presentan muy baja permeabilidad, que dificulta la extracción del gas y hacen necesaria la utilización de métodos no convencionales tales como fracturación (*fracturing*) y perforación horizontal. Un buen ejemplo de este tipo de explotación no convencional lo constituye el yacimiento Marcellus Shale, el más grande de EEUU, localizado en la región noroeste.

En Uruguay las secuencias sedimentarias de edad devónica y pérmica de la cuenca Norte ofrecen buenas posibilidades para contener este recurso. Las lutitas marinas de la Formación Cordobés (Devónico Temprano) presentan la mayor potencialidad con espesores mayores a los 100 metros y valores de COT que alcanzan el 3,6% (ver figura 10b).

En octubre de 2009 se firmó un contrato con la empresa estadounidense Schuepbach Energy LLC para la prospección de hidrocarburos en el *onshore* del Uruguay, específicamente prospección de gas natural en lutitas, sobre un área de 9890 kilómetros cuadrados. Éste constituye el primer contrato de riesgo de prospección de hidrocarburos en *onshore* de la historia de Uruguay, en el marco de lo dispuesto en el Decreto 454/06.

Tal como se puede apreciar en el mapa adjunto (figura 11), el área del contrato está localizada en la región centro – norte del país y comprende parte de los departamentos de Durazno, Tacuarembó, Paysandú y Salto.

El programa de prospección mínimo acordado entre ANCAP y Schuepbach Energy LLC incluye: análisis de muestras no alteradas de afloramientos (COT, tipo de materia orgánica, mediciones geoquímicas varias; contenido silicoclástico; porosidad; presencia de intercapas limolitas/areniscas); también, modelos de maduración de lutitas, modelo gravimétrico y estudio de factibilidad.

El plazo máximo del contrato de prospección es de dos años y otorga la prioridad para obtener un contrato de exploración y explotación dentro del área durante la vigencia del acuerdo.

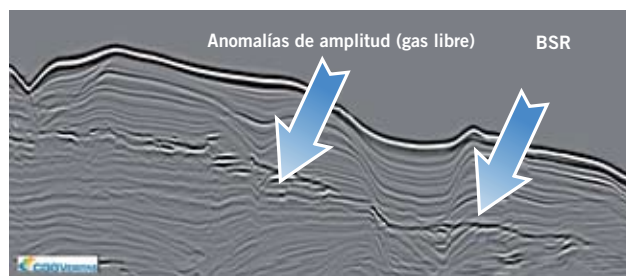


Figura 9. Sección sísmica que muestra el BSR y anomalías de amplitud debajo de la zona de estabilidad de hidratos de gas en el *offshore* del Uruguay.

Lutitas pirobituminosas (*oil shales*)

Las lutitas pirobituminosas (industrialmente denominadas “esquistos bituminosos”), son rocas sedimentarias de grano fino, laminadas, con un contenido de querógeno (materia orgánica insoluble en solventes orgánicos) del 10 al 30% (pueden alcanzar hasta un 45%).

Dicho querógeno es inmaduro desde el punto de vista térmico, excepto en los casos de alteración térmica por la intrusión de rocas ígneas, como es frecuente en la cuenca Paraná.

Las lutitas pirobituminosas se forman por acumulación de restos de organismos (principalmente algas lacustres o marinas) en ambientes disóxicos o anóxicos, tales como lagos, lagunas y mares restringidos. EEUU, Rusia, Congo, Brasil e Italia poseen las mayores reservas de este recurso, pero sólo Brasil, China y Estonia las explotan de manera significativa.

Las lutitas pirobituminosas pueden aprovecharse de dos maneras diferentes. Por un lado, como roca combustible, al quemarlas directamente en calderas para generar energía termoeléctrica (tal es el caso de Estonia, en donde las lutitas representan el 90% de la producción de energía eléctrica de ese país). Por otro lado, pueden ser sometidas a pirólisis (o retortaje) para convertir el querógeno en aceite o *shale oil*, el cual, previo mejoramiento, puede ser utilizado por refinerías. Este proceso de pirólisis también permite obtener subproductos para diversas industrias (cerámica, vidrio, cemento, asfalto e industria química).

Las lutitas pirobituminosas son, hasta el momento, el único combustible fósil de existencia probada en el Uruguay. Se asocian a la Formación Mangrullo (Pérmico Temprano) de la cuenca Norte (Figura 10c), que es correlacionable con la Formación Iratí (Brasil).

La Formación Mangrullo está constituida por dos niveles de lutitas pirobituminosas, donde la capa más profunda presenta los mayores tenores de materia orgánica (hasta 12,5% de COT), aceite (6% de rendimiento en ensayo Fischer) y azufre (5,3%). El poder calorífico de estas lutitas es de 1400 kcal/k.

La Formación Mangrullo permitiría obtener aproximada-

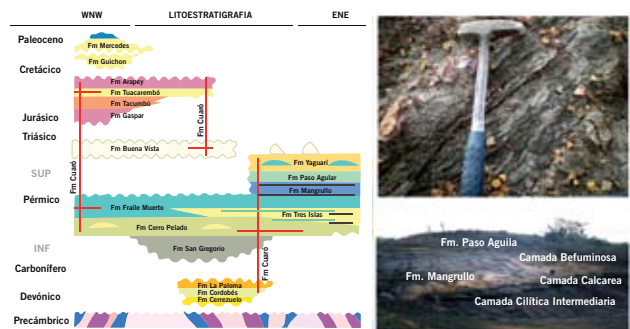


Figura 10. a) Columna estratigráfica de la Cuenca Norte, b) lutitas devónicas de la Formación Cordobés y c) lutitas pirobituminosas pérmicas de la Formación Mangrullo.

Advancing Reservoir Performance

Tecnología y Experiencia para agregar valor a su reservorio

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

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

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

www.bakerhughes.com

© 2010 Baker Hughes International de Puerto Montevideo, 2010

mente 270 millones de barriles de aceite y 31 millones de toneladas de azufre (empleando caliza), al considerar una cobertura sedimentaria menor a los 50 metros y un tenor de aceite de al menos 2,5%.

En enero de 2010 se firmaron dos contratos con la empresa uruguaya CENESTE SA (Complejo Energético del Nordeste) para la exploración de lutitas pirobituminosas en el *onshore* del Uruguay, en una superficie total de 26 kilómetros cuadrados, que abarcan parte de los yacimientos denominados Mangrullo y Cruz de Piedra, en el departamento de Cerro Largo.

El plazo del contrato es de tres años, con derecho a prórroga por un año adicional, con exclusividad para solicitar la eventual explotación del recurso supeditado a que cumpla con las condiciones técnicas y financieras necesarias para desarrollar dicha actividad.

Carbón

El carbón es un recurso energético ampliamente distribuido en el mundo, cuyo origen está asociado a la acumulación y transformación de restos vegetales en ambientes deltaicos, *lagoons* y fluviales. Las mayores reservas se encuentran en EEUU, Rusia, China, Australia, India y Sudáfrica.

Las posibilidades de ocurrencia de carbón en el Uruguay se asocian a la formación Tres Islas, localizada en la cuenca Norte y correlacionable con la Formación Rio Bonito de Brasil. Esta última alberga la gran mayoría de los recursos de carbón del Brasil, incluso el yacimiento Candiota, localizado a pocos kilómetros de la frontera con Uruguay.

Los escasos antecedentes de exploración de carbón en Uruguay son poco confiables y de localización incierta. Los nuevos esfuerzos exploratorios deben basarse en el establecimiento de un modelo geológico conceptual que involucre el ciclo deltaico-marino de la megasecuencia permocarbonífera de la cuenca Norte (Figura 12), particularmente el tercio superior de la formación Tres Islas (Pérmico Temprano).

ANCAP se encuentra desarrollando un proyecto de

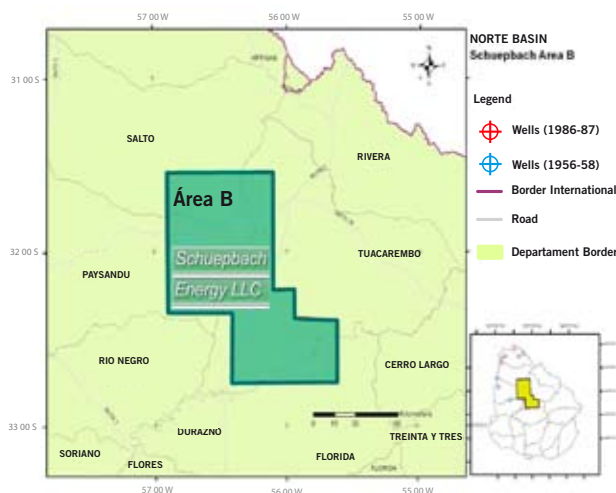


Figura 11. Área del contrato de prospección firmado con Schuepbach Energy LLC.

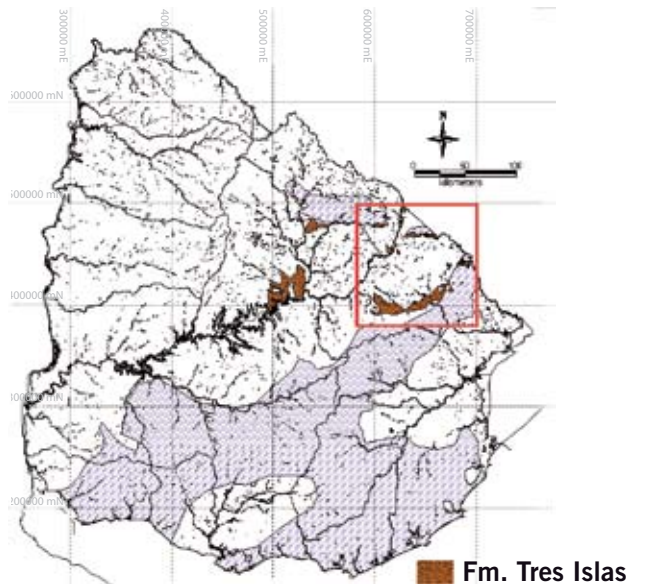


Figura 12. Región de mayor favorabilidad para la prospección de carbón en Uruguay.

investigación en conjunto con la Facultad de Ciencias (Universidad de la República) para realizar una evaluación geológica de la Formación Tres Islas que permita establecer los criterios para la exploración del carbón.

Dicho proyecto abarca tareas como el mapeo geológico a escala de detalle y el análisis estructural de la formación Tres Islas. Asimismo, se está estudiando la posibilidad de realizar una campaña de perforaciones en la cuenca Norte, con el objetivo de evaluar el real potencial de la unidad para la ocurrencia de carbón. ■

Fuentes consultadas

- De Santa Ana, H.; Ucha, N. & Veroslavsky, 2005. *Geología y potencial hidrocarburífero de las cuencas offshore de Uruguay*. V Seminario Internacional: Exploración y Producción de Petróleo y Gas, Lima.
- Tavella, G.F. & Wright, C.G. 1996. *Cuenca del Salado*. 95-116p. en Ramos, V.A. & Turic, M.A. (eds.), *Geología y recursos naturales de la Plataforma Continental Argentina*. Relatorio del XIII° Congreso Geológico Argentino y III° Congreso de Exploración de Hidrocarburos, Buenos Aires.
- Paton, D.A.; van der Spuy, D.; Di Primio, R. & Horsfield, B. 2008. *Tectonically induced adjustment of passive margin accommodation space; influence on the hydrocarbon potential of the Orange Basin, South Africa*. AAPG Bulletin N° 92 (5), 589-609 p.
- Scotese, C. R. 2006. PALEOMAP Project.
- Ucha, N.; de Santa Ana, H. & Veroslavsky, G. 2003. *La Cuenca Punta del Este: geología y potencial hidrocarburífero*. 173-192p. en Veroslavsky, G.; Ubilla, M. & Martínez, S. (eds.), *Cuencas Sedimentarias de Uruguay: Geología, Paleontología y recursos naturales – Mesozoico*. DIRAC, Montevideo.

VALVULAS

CONJUNTOS PARA LA PRODUCCION PETROLERA

SOLICITE NUESTROS PRODUCTOS EN NUESTROS DISTRIBUIDORES DEL INTERIOR DEL PAIS



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



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

Válvulas esféricas Tres partes. BS 800

Válvulas esféricas integral aprobada por Enargas y BS-800



Válvula mariposa

Unión doble a golpe, API 3000

Válvulas Dúo Check S-150

Válvulas esclusa y globo, BS 800

Actuadores neumáticos, eléctricos y accesorios

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

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

Fax: +54-3327-457547

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

Web.: www.valmec.com.ar



DNV

ISO: 9001:2000



Cerro Dragón: exploración en áreas maduras

Por **Alejandro López Angriman**

Gerente de Desarrollo de Reservas del Golfo San Jorge
Pan American Energy

El área Cerro Dragón se encuentra en el flanco norte de la cuenca Golfo San Jorge y abarca una superficie de 3400 kilómetros cuadrados entre las provincias de Chubut y Santa Cruz.

Esta zona comprende varios yacimientos de petróleo y gas que producen de múltiples reservorios –principalmente, de origen fluvio-deltaico– y se encuentran en diferentes estados de madurez y depleción. Inicialmente el área Cerro Dragón fue operada por YPF. A partir de 1958 pasó a manos de Amoco y desde 1997, a Pan American Energy (PAE).

La historia de Cerro Dragón muestra un pico de producción de petróleo de 9000 metros cúbicos diarios en 1974 y, desde ese momento, un nivel de producción estabilizado en aproximadamente 7800.

A partir de 1999, en un escenario de recuperación de los precios de los hidrocarburos y ya bajo la operación de PAE, se puso en marcha un plan de crecimiento del área a largo plazo, que dio como resultado un incremento sostenido de la producción de petróleo a un ritmo aproximado del 7% anual.

A diciembre de 2009, la producción promedio de petróleo anual de Cerro Dragón era de 15695 metros cúbicos por día, muy por encima del pico de producción alcanzado en 1974 y dos veces el nivel de producción que mantuvo el área durante la década de los setenta.

La ininterrumpida operación de Cerro Dragón durante el año pasado ha permitido manejar adecuadamente los proyectos de inyección, para mejorar la declinación de la producción básica del campo. Esto, junto con la producción adicional de 220 pozos, resultó en un crecimiento anual de más del 8% en relación con 2008.

Desde 2007 en adelante, y a partir de la extensión por diez años de la concesión de Cerro Dragón –el contrato que vencía en 2017 fue prorrogado por los gobiernos de las provincias de Chubut y Santa Cruz hasta 2027– PAE ha reforzado esta estrategia de crecimiento.

Exploración

Hasta la década de los noventa, la exploración en Cerro Dragón, como en la mayoría de las áreas en el Golfo de San Jorge, estuvo enfocada en aumentar las reservas de petróleo del sistema integrado por los reservorios fluvio-deltaicos de la formación (Fm) Comodoro Rivadavia y subordinadamente la Fm. Mina El Carmen y la Fm. Pozo D-129 como roca generadora.

La imagen del subsuelo era interpretada a través de múltiples registros de sísmica 2D, con el estilo de trampa dominante de tipo estructural, en particular los *roll overs*.

Hacia fines de esa década y con el comienzo de la operación de PAE, se aceleró la adquisición de sísmica 3D para esa área.

Para 2006 toda el área ya estaba cubierta por estos registros. Además, se introdujeron mejoras en las herramientas de resonancia magnética, que en principio fueron calibradas para identificar petróleo y, actualmente y por medio de distintas activaciones, permiten reconocer hidrocarburos livianos y petróleo pesado.

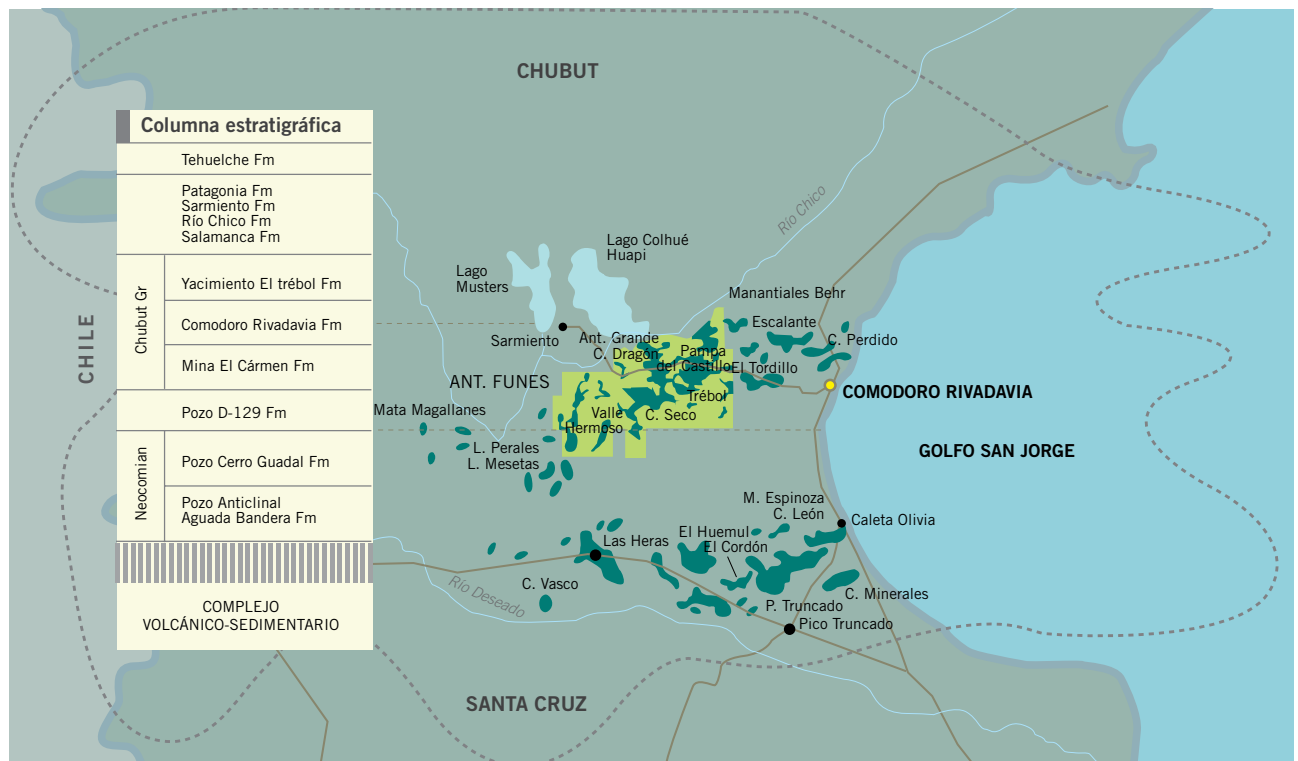
La mejora en la identificación de fluidos no se reflejó en un inmediato acceso a nuevas reservas, ya que fue necesario cambiar la metodología de terminación de los pozos y desarrollar métodos de fractura hidráulica eficaces, que permitiesen acceder a dichas reservas

Estos adelantos en tecnología permitieron mejorar la imagen del subsuelo, así como la identificación de hidrocarburos en los diferentes tipos de reservorios de la cuenca. Como consecuencia, se lograron identificar trampas estructurales sutiles y comenzaron a ser dominantes las trampas con fuerte componente estratigráfico.

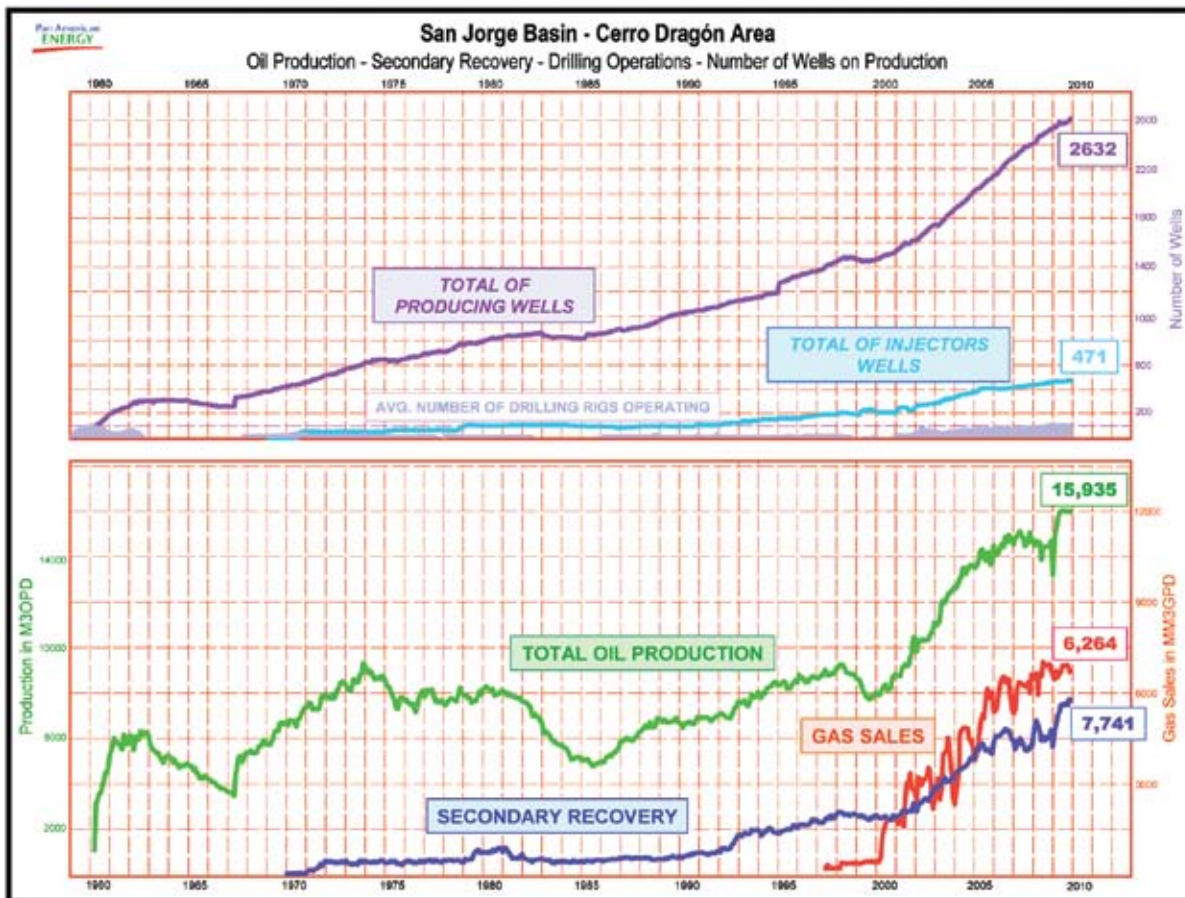
Como prueba de ello se volvieron a desarrollar campos como Valle Hermoso, mediante campañas de profundización *infill*, con el objetivo de incorporar las reservas localizadas en los paleovalles identificados por medio de cubos de coherencia, en la Fm. Mina El Carmen.

Durante los últimos años, PAE ha profundizado su conocimiento en la dinámica que adquieren los sistemas fluviales sometidos a un fuerte control de la sedimentación de productos volcánicos.

De esta manera, con el apoyo de investigadores de la



Ubicación y columna estratigráfica del Área Cerro Dragón



Historia de producción del Área Cerro Dragón y de la actividad de desarrollo

Historia de producción del Área Cerro Dragón y de la actividad de desarrollo

Universidad San Juan Bosco de Comodoro Rivadavia, se han desarrollado modelos paleogeográficos que permiten identificar los lugares más propicios para la exploración de trampas estratigráficas en reservorios volcánoclasticos.

Asimismo, ha sido necesario fortalecer el conocimiento sobre los distintos procesos diagenéticos que afectan a las potenciales rocas reservorio del Grupo Chubut, en particular, las espesas secuencias volcánoclasticas de la base de la Fm. Mina El Carmen.

En este sentido, se ha intensificado la obtención de coronas y testigos laterales rotados, que permitieron la caracterización petrofísica y diagenética de estos reservorios.

Como resultado, se han incorporado reservas de hidrocarburos alojados en reservorios volcánoclasticos con porosidad secundaria, que en los cubos de sísmica 3D se caracterizan por marcar una "anomalía" de alta amplitud en los reflectores de la zona "alterada". Este es un claro ejemplo en el cual el equipo de trabajo de PAE ha reconocido una "anomalía" sísmica que se traduce en nuevas reservas. Cuando ello sucede, de inmediato el equipo asume el desafío de obtener información que permita interpretar los procesos que originaron dicha acumulación y predecir dónde pueden localizarse prospectos exploratorios similares.

Cada año, PAE perfora entre 150 y 200 pozos en Cerro Dragón. Este *portfolio* ha estado integrado por un 30% de locaciones no probadas; de esta forma, los pozos de avanzada, profundizaciones *infill* y de exploración han permitido crecer en el volumen de reservas probadas del yacimiento.

Crecimiento con mejora continua

Hasta aquí he intentado describir los lineamientos exploratorios que aplica PAE en su plan de inversiones en Cerro Dragón.

Ahora bien, esto no representaría un incremento de reservas sin el gran esfuerzo que se realiza para gerenciar adecuadamente la declinación de la producción base. La continua atención para mejorar el rendimiento de los proyectos de inyección de agua (que actualmente representan el 47% de la producción de petróleo de Cerro Dragón) ha llevado a desarrollar un proceso común y a redactar las prácticas recomendadas para la gestión de un proyecto de inyección de agua.

En líneas generales, este proceso hace foco en la calidad necesaria requerida de los modelos estáticos, que luego serán simulados analíticamente, para estudiar cómo se les dará prioridad a las diferentes oportunidades, de qué manera se implementará el proyecto, cómo se operará y qué herramientas se utilizarán para evaluar su eficiencia.

La aplicación de este proceso común permitió mantener enfocados a los grupos multidisciplinarios, integrados por geocientistas, ingenieros de reservorio y de producción, que son responsables de cada proyecto de inyección en el manejo de la declinación. En 2009 se logró así disminuir la declinación de la producción base de Cerro Dragón del 10% al 8,5%.

Adicionalmente, PAE ha invertido en la expansión del sistema de producción del yacimiento: actualmente, los



WÄRTSILÄ is a registered trademark.

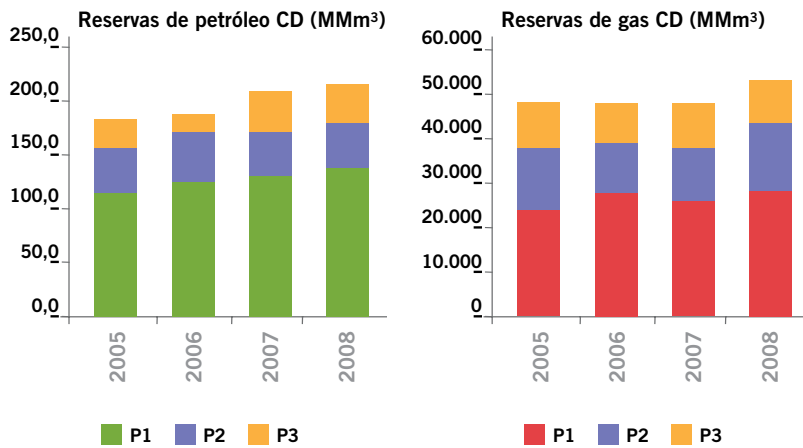
¿PORQUÉ ESTARÁN QUEMANDO DINERO?

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

WARTSILA.COM



Wärtsilä Argentina S.A., Power Plants • Tel. 54 11 4555-1331 • Cel. 54 911 5605-7706



Evolución de las reservas de petróleo y gas del área Cerro Dragón.

Fuente: Secretaría de Energía de la Nación.

16.100 metros cúbicos diarios de petróleo se producen con 136.000 metros cúbicos diarios de agua, utilizados en 50 proyectos de inyección.

La calidad del tratamiento del agua de inyección, como así también la distribución de inyección en cada uno de los más de 25 reservorios presentes en cada inyector, han sido analizados en profundidad. Las mejoras obtenidas en estos parámetros han resultado en un mejor barrido de los reservorios, como así también en la incorporación de reservas de mallas conformadas por reservorios de baja permeabilidad.

Producción de todos los hidrocarburos

Otro pilar fundamental que ha permitido el aumento de las reservas de Cerro Dragón ha sido enfrentar el paradigma de que la cuenca Golfo San Jorge es una cuenca petrolífera; si bien no hay duda de que este es su principal producto, dadas la naturaleza e historia térmica de la roca generadora, PAE asumió el desafío de explorar y producir todo tipo de hidrocarburos, con incorporación del gas.

Durante gran parte de la historia de producción del área, el gas asociado fue utilizado como gas combustible, principalmente en calentadores y como alimentación de los equipos de bombeo mecánico.

A fines de 1997, durante el desarrollo del yacimiento Bayo, se instaló una pequeña planta de gas, con capacidad de 0,4 MM metros cúbicos diarios; de esta forma, PAE comenzó a vender 0,2 MM metros cúbicos diarios de gas.

En el año 2000 se sancionó el plan de electrificación y automatización del yacimiento, para lo cual fue necesario iniciar la instalación de usinas de generación térmica. Ese mismo año se instaló la primera planta de gas en el área Zorro (Zorro Fase I) y se la conectó directamente al Gasoducto General San Martín, operado por TGS.

Esta planta permitió incrementar las ventas de gas a 1,5 MM metros cúbicos por día y fue alimentada por un intenso plan de *workovers* en pozos que habían identificado reservorios de gas en la Fm. Comodoro Rivadavia.

Un año después la planta se expandió en otros 2 MM metros cúbicos diarios (conocida como Zorro Fase II) y fue abastecida por la perforación de pozos de alta rela-

ción gas/petróleo (HGOR), identificados mediante la interpretación de sísmica 3D. De esta forma, se logró que las ventas de gas alcanzaran los 3,4 MM metros cúbicos por día.

A partir de encontrarse el yacimiento de gas en reservorios alterados de MEC en 2001 y de su desarrollo, la planta Zorro fue expandida nuevamente (Fase III) durante 2003 y alcanzó su capacidad actual de 8 MM metros cúbicos por día.

Finalmente, durante 2009, las ventas promedio de gas alcanzaron los 6,32 MM de metros cúbicos diarios; además, se destinaron otros 2,36 MM al consumo interno de usinas de generación eléctrica y calentadores.

Durante el año pasado se realizaron modificaciones en la red de gas para expandir su capacidad de manejo de gas del campo a 9,1 MM metros cúbicos diarios, mediante la instalación de una planta de membranas para el tratamiento de 1 MM metro cúbico por día de gas con dióxido de carbono.

La fuerte expansión y flexibilidad del sistema de captación de gas permitió incorporar reservas de los reservorios de MEC y del tope de D-129. De esta forma, se logró incorporar a la producción reservorios de menor porosidad y permeabilidad que los clásicos de la Fm. Comodoro Rivadavia, con una mayor relación gas/petróleo que estos últimos. Esto se puso de manifiesto en la inclusión, durante los últimos 5 años, de 40 pozos de alta relación gas/petróleo (HGOR) en proyectos de profundización *infill* con objetivo en paleovalles de MEC.

El futuro

Los distintos lineamientos exploratorios que se han descripto anteriormente se hallan en diferente estado de madurez en Cerro Dragón.

El acceso a reservas en paleovalles en MEC ha generado el re desarrollo de los yacimientos de la zona central del área, que deberá ser expandida hacia la zona oeste, donde la compresión Andina agrega una variable más a considerar en la definición de un prospecto.

Además, existen oportunidades en los yacimientos de la zona este, donde las múltiples intrusiones de diques ígneos dificultan el análisis de atributos sísmicos y, a su vez, generan compartimentalización y posibilidades de pequeños entrapamientos.

El reproceso conjunto de toda la sísmica 3D del área ha permitido avanzar en los estudios regionales, con el objetivo de entender con mayor profundidad la evolución de la cuenca Golfo San Jorge y considerar el potencial exploratorio de los diferentes sistemas petroleros del Grupo Chubut y del Neocomiano.

El adecuado manejo de la producción básica, la continua inversión en la expansión de las instalaciones de tratamiento e inyección de agua y del sistema de captación de gas, en conjunto con el análisis creativo de las posibilidades de hallar nuevas acumulaciones de hidrocarburos, permitirán a PAE seguir reemplazando reservas en el área Cerro Dragón. ■



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

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

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

TESCO® en Latinoamérica:

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

The Drilling Innovation Company™

www.tescocorp.com





Geodinámica de las cuencas sedimentarias: su importancia en la localización de sistemas petroleros en la Argentina

Por *Silvia P. Barredo* y *Luis P. Stinco*

Las cuencas sedimentarias son geoformas de escala regional, que permiten acumular cientos a miles de metros de sedimentos como consecuencia de los procesos de subsidencia que sufre la litósfera.

La evolución de esa subsidencia está relacionada a los procesos termomecánicos que tienen lugar en una litósfera relativamente rígida y fría, que interactúa con un manto convectivo (Allen y Allen: 2005).

El movimiento relativo de las placas -que resulta de esta dinámica- origina el desarrollo de fuerzas mecánicas en sus límites. Éstos se transfieren al interior y, como consecuencia, las cuencas existen en un ambiente de esfuerzos inducidos por la dinámica de estas placas discretas.

Tal vez por ello la clasificación de cuencas más usada en el modelado se basa en los ambientes tectónicos a los que están asociadas (Busby y Ingersoll: 1995; Allen y Allen: 2005). Se reconocen, así, cuencas asociadas a extensión litosférica, cuencas asociadas a compresión, cuencas intraplaca y cuencas asociadas a movimientos transcurrentes y transformados.

A su vez, las secuencias estratigráficas resultan de las complejas relaciones entre los procesos litosféricos y las variaciones climáticas, eustáticas y de la tasa de aporte de sedimentos. Por esta razón, un análisis detallado del relleno puede aportar valiosa información sobre la evolución de las cuencas y de los procesos tectónicos que afectaron a la litósfera.

A modo de ejemplo, la predicción de las existencias o no de roca generadora, posibles reservorios, sellos, carga geostática y trampas requiere de un profundo conocimiento de la evolución tectosedimentaria de la cuenca del sistema petrolero.

Entonces, el análisis de cuencas es la plataforma para la exploración de la potencial presencia de nuevos sistemas petroleros. La madurez de la materia orgánica está relacionada al flujo térmico y a la tasa de subsidencia de la cuenca, las rocas reservorio, los sellos y la carga geostática del clima y del espacio de acomodación; además las trampas dependen de su geometría original y del desarrollo de estructuras deformacionales: todos, conceptos integradores que derivan del estudio integral de cuencas.

Geodinámica de las cuencas sedimentarias

La localización y la forma de las megasecuencias y de las secuencias depositacionales pueden interpretarse en términos de los procesos mecánicos que intervienen en la formación de las cuencas, ya que éstas son el resultado de la interacción entre los procesos litosféricos y aquellos derivados de la dinámica del manto.

Los principales parámetros que controlan la evolución de una cuenca son: la velocidad de deformación; la evolución del flujo térmico; la evolución geológica de la litósfera; las variaciones en los espesores de la corteza y de la litósfera; la presencia de debilidades previas en la corteza y en la litósfera, y los procesos exógenos (Barredo *et al.*: 2008).

Estos esfuerzos que resultan de los procesos geodinámicos ejercen un control primario en el alzamiento y la subsidencia de una región. La subsidencia es, entonces, la respuesta elástica/isostática a la deformación de la litósfera y al ajuste mecánico ante el peso de los sedimentos, la columna de agua, y la erosión.

También influyen: el cambio en las densidades corticales y litosféricas por el efecto de anomalías térmicas, contrastes de densidades asociados a la presencia de una losa fría descendente y/o procesos magmáticos relacionados como la adición o sustracción de magmas, el subplacado (Allen y Allen: 2005).

La subsidencia y/o alzamiento (flexural, isostático y térmico) que dará lugar a la formación de una cuenca es función de los siguientes procesos litosféricos. De todos, quizás los más relevantes sean la carga de sedimentos, las cargas orogénicas, el ajuste isostático, las anomalías térmicas (*hot spots*) y la convección.

La geometría de las fallas principales o la flexión litosférica, y la resistencia de la litósfera darán una morfología característica a cada cuenca.

La subsidencia que determinan estas variables controla: la tasa de aporte; el tamaño de grano; la preservación de suelos, la migración de los canales, los procesos de avulsión y el desarrollo de planicies de inundación.

Por ejemplo, en una subsidencia rápida, los sedimentos que entran a la cuenca son de texturas finas y escasos si los ambientes que intervienen son fluviales, y se puede predecir el desarrollo de ríos sinuosos con amplias planicies de inundación. Por el contrario, en una subsidencia

lenta, se genera menor espacio de acomodación; el aporte es, entonces, importante, al generar la progradación de los depósitos hacia el interior de los depocentros, mientras los sistemas fluviales estarán conformados por ríos que transportan texturas gruesas en canales multiepisdícos lateralmente.

Las rocas madre corresponden a rocas sedimentarias clásticas de grano fino con variable contenido de materia orgánica (porcentajes en peso desde 0,1% y hasta alcanzar 10%). La distribución temporal de la materia orgánica en el tiempo geológico se concentra, en un 90%, en el intervalo comprendido entre los períodos Terciario y Silúrico, aunque es claramente mayor en el Cretácico, Terciario y Jurásico.

La abundancia de las rocas sedimentarias en la corteza terrestre se distribuye según el siguiente porcentaje: pelitas, 42%, areniscas, 37% y carbonatos, 21%; no obstante, al analizar la producción por litología, se observa que los carbonatos representan el 60%, las areniscas, un 37% y sólo un 3% para las litologías complementarias.

Asimismo, los anticlinales representan el 75% de las trampas y alcanzan el 9% las definidas como combinadas.

Estos guarismos nos sirven para comprender la complejidad de la dinámica planetaria, así como la cantidad de elementos y procesos que deben conjugarse –y dentro de una lógica temporal– para que en una cuenca sedimentaria se desarrolle un sistema petrolero.

En particular, en la República Argentina, la superficie que cubren las cuencas productivas alcanza los 545.000 kilómetros cuadrados, en tanto que la superficie de las aún no productivas supera los 2.500.000 kilómetros cuadrados (Cruz: 2005).

El conocimiento detallado de las historias geológicas de cada una de ellas se constituye en la herramienta básica para lograr que la relación 0,2% de cuencas productivas/no productivas aumente y el horizonte de reservas se amplíe proporcionalmente.

El margen pasivo atlántico

La cuenca del margen continental argentino presenta 2300 kilómetros de extensión noreste-sudoeste, un ancho de 350 kilómetros hasta abarcar un área total de 800.000 kilómetros cuadrados (ver figura en página 60).

Esta gran provincia geológica se originó como consecuencia de los procesos termomecánicos que llevaron a la ruptura del margen occidental de Gondwana y la posterior deriva de las placas sudamericana y africana, durante el Mesozoico-Cenozoico. El margen pasivo, desde el punto geodinámico, representa el último estadio de *rifting*, donde el adelgazamiento de la litósfera por extensión ha avanzado hasta producir la separación continental con formación de corteza oceánica. Equivaldría a la etapa de *sag* de los *rifts* continentales.

En el caso argentino, el proceso de ruptura comenzó a manifestarse en el Triásico Superior (Fase Chon Aike) y Jurásico Medio, (Fase Lonco Trapial – Aguada Bandera), para tener su clímax en el Jurásico Superior (Uliana *et al.*: 1989; Urien y Zambrano: 1996).

Se estima que su origen estuvo vinculado a sistemas de puntos triples producidos por anomalías térmicas

(*hot spots*), con evolución de dos brazos y un tercero que abortó (*failed rift*). Esto originó cuencas aulacogénicas de dirección predominante noroeste-sureste, como las cuencas del Salado, Colorado, Rawson, Península Valdés y San Jorge. Los aulacógenos “nacido como zanja” son *paleorifts* o *rifts* abortados que se enfriaron al punto que la astenósfera se densificó a los valores del manto litosférico, y, por ende, se hundieron. Son cuencas longevas y con gran subsidencia, que se disponen ortogonalmente a los márgenes de placas y hacia el interior del cratón.

La presencia de una fábrica de basamento constituida por antiguas fallas y regiones de deformación dúctil, heredadas del Precámbrico y el Paleozoico, controlaron la ubicación de los *rifts*, en particular, de las Cuencas Colorado y Salado. Se trata de una litósfera retrabajada (*reworked*) durante el Paleozoico, es decir, una litósfera que sufrió reiterados eventos de metamorfismo, deformación y magmatismo (Holdsworth *et al.*: 2001) con baja resistencia litosférica. Esa disminución fue fácilmente alcanzada por el alto gradiente térmico, por la gran producción de calor por elementos radiactivos acumulados durante el proceso orogénico y por la presencia de una corteza engrosada. La migración del foco de extensión hacia la zona que hoy ocupa el Océano Atlántico sugiere que los esfuerzos se concentraron en una zona de debilidad meridional, asociada a la acreción de terrenos proterozoicos (Ciclo Brasileño-Panafricano) de rumbo submeridional, y que desactivaron los *rifts* anteriores.

Otro aspecto importante para tener en cuenta en este comportamiento es el control de basamento por la presencia de estructuras proterozoicas, heredadas de la etapa de acreción transamazoniana y, posteriormente, por el desarrollo de los Gondwanides, que siguieron aquellas antiguas estructuras (Urien y Zambrano: 1996; Ramos: 1996).

Una vez producida la ruptura meridional de la placa, la continua extensión permitió el adelgazamiento cortical y la concentración de esfuerzos llevó a la inserción de la dorsal, que fue responsable de la creación de corteza oceánica.

Este episodio pudo haber tenido lugar al final del *rifting* y sería el responsable de la generación de material volcánico, tanto continental como marino, observado en muchas cuencas del margen atlántico.

El margen continental argentino es no volcánico (*sensu* Huisman *et al.*: 2001), más frío y con potentes cubiertas de sedimentos, en comparación con el africano. La subsidencia alcanzada se debe al enfriamiento térmico posterior al adelgazamiento litosférico y al comportamiento viscoelástico de la litósfera (modelo de Maxwell o de Burgess), que le permite acumular mayor cantidad de sedimentos, ya que los esfuerzos se relajan por flujo viscoso y se disminuye la rigidez flexural con el tiempo.

La presencia de un replacado volcánico, conjuntamente con el rebote isostático generado durante la extensión, mantuvo relativamente elevado el margen. Adicionalmente, las antiguas fallas del *rift* se reactivaron durante el enfriamiento térmico, como producto del ajuste isostático del sistema, lo que generó un alzamiento relativo, acompañado de intensa erosión de los bloques rotados y elevados topográficamente, y aportó grandes cantidades de sedimentos a los bajos (hemigrábenes). Los altos intracuencales, generados por rotación de bloques de basa-

mento, constituyeron barreras locales en la sedimentación de la Cuenca Argentina, durante el Cretácico (Urien y Zambrano: 1996), con pulsos transgresivos y regresivos asociados a variaciones eustáticas y al comportamiento mecánico de la litósfera.

Cuenca del Salado

La Cuenca del Salado abarca 154.000 kilómetros cuadrados, de los cuales más de la mitad corresponde a la porción marina (Tavella y Wright: 1996; Fryklund *et al.*: 1996). (Ver figura). La cuenca está compuesta por bloques rotados que delimitaron subcuencas asimétricas, que permitieron el desarrollo de ambientes fluviales-lacustres axiales, con amplias planicies de inundación y la acumulación de facies piroclásticas (cenizas volcánicas) intercaladas en los lagos.

La Cuenca del Salado evolucionó sobre una litósfera sometida a procesos de flexura durante el Eopaleozoico y que, durante la ruptura de Gondwana, sufrió además reactivación de las estructuras paleozoicas de rumbo noroeste. Se entiende por reactivación a la acomodación del desplazamiento a lo largo de una estructura formada previamente al régimen tectónico.

La ubicación y orientación de esta cuenca sigue las antiguas zonas de sutura, por lo que se la interpreta como un *rift* con influencia de fábrica discreta.

Se define como fábrica al arreglo geométrico de los elementos estructurales dentro del cuerpo de roca; puede ser regional, dada por foliación y/o esquistosidad, o discreta, cuando está dada por zonas de cizalla o planos de fallas. En esta cuenca, las fallas extensionales se ponen paralelas al eje de Claromecó y manifiestan fenómenos de transpresión cerca del eje (Fryklund *et al.*: 1996). Presenta fallas normales de gran longitud y escaso desplazamiento, además, con muy baja relación desplazamiento-longitud (D/L), ya que las fallas normales se propagan rápidamente al usar los planos de debilidad previos. La concentración de la deformación progresó en las fallas reactivadas, con el consecuente menor desarrollo de fallas menores.

La cuenca se conforma de dos grandes cubetas o hemigrábenes, Cuenca del Salado y la Cuenca de Punta del Este, separadas por el Alto de Martín García-del Plata, que se mantuvo activo hasta fines del Cretácico.

Tiene un espesor de sedimentos del orden de los 7 kilómetros, controlados por las fallas que sufrieron reactivaciones en el Cretácico Inferior, luego de lo cual la cuenca alcanzó su mayor desarrollo o clímax del *rift* en el Cretácico Inferior Alto. Hacia el *post-rift* temprano (*sensu* Prosser: 1993) alternaron con depósitos mixtos marino-continental (Aptiano-Albiano) y netamente marinos para la etapa de *post-rift* tardía (Cenomaniano) hasta la etapa de deriva, acaecida en el (Maastrichtiano-Paleoceno) Terciario Inferior (Tavella y Wright: 1996). En el Mioceno se registró el ingreso del mar paranaense, con una fuerte retrogradación de los sistemas depositacionales, seguido de una fuerte progradación que se vinculó con el ascenso de Los Andes.

Las rocas generadoras estarían asociadas a los depósitos continentales pelíticos de la etapa de *rift*, y a depósitos marinos restringidos de la etapa de transición del *synrift*



FLEXPIPE SYSTEMS

A SHAWCOR COMPANY

“Es mejor ser Flexible”

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

Aplicaciones

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

La solución de la Instalación

- La línea de tuberías Flexpipe es instalada por medio de zanjeo, arado o montaje convencional, a través de líneas existentes o con fallas
- El sistema flexible y enrollable de Flexpipe y su altamente confiable sistema de juntas permiten una instalación más rápida, produciendo importantes ahorros en los costos de instalación y adelantando la puesta en producción.

La solución Económica

- La línea de tuberías Flexpipe es una alternativa sumamente económica.
- Rollos de 6 km de cañería flexible pueden ser enviados por camión, disminuyendo así, los costos de manipulación y transporte.
- Se requieren empalmes cada 1 km; no existen costos de soldaduras, inspecciones u otros.

La solución Ambiental

- Flexpipe se instala utilizando una menor cantidad de equipos y personal que las cañerías comunes.
- Flexpipe reduce considerablemente el impacto ambiental, lo que permite que los usuarios finales puedan mantener buenas relaciones con los dueños de los terrenos.

La solución para la Corrosión

- El diseño patentado de tres capas de Flexpipe tiene una vida útil de 50 años y es completamente inmune a la corrosión.



CANUSA-CPS

A SHAWCOR COMPANY

Morken

Soluciones de Integridad

Cerrito 228 11° A - Capital Federal -(1010)
Bs, As, - Argentina
TEl: 5411-4383-7576 Fax: 5411-4381-5558
central@morken.com.ar - www.morken.com.ar



FLEXPIPE SYSTEMS

A SHAWCOR COMPANY

(clímax *sensu* Prosser, 1993) al *sag*. En la Cuenca del Salado se han perforado 6 pozos en el continente y 4 costa afuera, sin posibilidades económicas (Turic: 2009). Se interpreta que la ausencia de la generación de hidrocarburos limita la presencia de un sistema petrolero.

Cuenca del Colorado

Presenta una orientación oeste-este, cubre un área de unos 180.000 kilómetros cuadrados costa fuera y cerca de 37.000 en el continente (ver figura 1).

A diferencia de la Cuenca del Salado, cuyo basamento corresponde a rocas paleozoicas vinculadas a la cuenca Chacoparanaense, en este caso se apoya sobre rocas del antepaís de la Cuenca Claromecó. Su control está asociado a la flexión de la litosfera durante el Eopaleozoico y a su reactivación de estructuras proterozoicas.

Sigue, en líneas generales, las antiguas zonas de sutura, pero no es exactamente paralela, por lo que se estima que la foliación de la litosfera retrabajada y heredada de la etapa compresional paleozoica pudo haber ejercido influencia en la localización. El basamento de Tandilia tiene zonas de cizalla con milonitas y cataclasitas de orientación oeste-este y en facies de esquistos oeste-este; noreste-sudoeste; y noroeste. Además, la presencia de fallas curvas con segmentos no muy extensos y relativo bajo desplazamiento más poco espaciamiento entre fallas mayores son más característicos de cuencas con influencia por foliación (Schlische *et al.* 2002; Bellahsen y Daniel: 2005).

Los trabajos de Juan *et al.* (1996), en el flanco norte, permiten ver al presencia de fallas de gran longitud y escaso desplazamiento, más lineales y con muy baja relación D/L. En este caso, se interpreta que las fallas normales se propagaron rápidamente y usaron los planos de debilidad previos.

En consecuencia, la cuenca está conformada por depocentros asimétricos escalonados y vinculados por transferencias con desplazamiento de rumbo dextrógiro.

Los depósitos del *rift* consisten en sistemas fluvio-lacustres, con progradaciones por pérdida del espacio de acomodación (probablemente asociadas a reactivación del fallamiento y al aumento de la tasa de subsidencia), para alcanzar su mayor desarrollo o clímax del *rift* en el Hauteriviano-Barremiano, con dominio de depósitos de textura fina y lentes arenosos subordinados, en situación de infralimentación y fuerte retrogradación de los sistemas depositacionales.

En el Aptiano-Albiano, la cuenca comenzó su etapa de *post-rift* tardío, con el desarrollo de sistema progradaciones fluvio-deltaicos, ambientes transicionales y mar somero que culminó en la etapa de *sag* con el ingreso marino.

En el Paleoceno-Eoeno se observó un descenso del nivel de base con mayor participación arenosa sobre todo en el flanco norte, que coincidió con la etapa regresiva observada en la Cuenca del Salado por Tavella y Wright (1996).

En el Mioceno, la transgresión del mar paranaense tiene en los depocentros del sector occidental sus mayores profundidades, mientras que hacia el norte se puede observar mayor participación arenosa, probablemente por materiales aportados del Alto de Tandil.

En la Cuenca del Colorado se han perforado 9 pozos en el continente y 18 en el mar; el pozo Cruz del Sur x-1 (1994) fue descubridor de hidrocarburos y, por lo tanto, comprobó la existencia de un sistema petrolero para la cuenca en su fracción costa afuera (Vayssaire *et al.* 2008).

Cuencas de Rawson y Península de Valdés

La Cuenca de Rawson abarca unos 42.000 kilómetros cuadrados y la de Península de Valdés, 57.000 kilómetros cuadrados.

La estructura de *rift* se orienta paralela a la línea de costa, con hemigrábenes conectados por transferencias de rumbo este-oeste, compuesta por pequeños depocentros. Su origen corresponde al de cuencas aulacogénicas (ver figura). El relleno alcanza los 5000 y 3000 metros respectivamente, y representa los estadios de *rift* y *sag* hasta el Cretácico Alto, luego de lo cual pasan a la etapa de deriva o margen pasivo (Marinelli y Franzin: 1996).

La orientación de las estructuras de *rift* principales sugieren control por basamento retrabajado, más precisamente, por las suturas proterozoicas. Las transferencias, en cambio, están más asociadas al proceso de extensión oblicua, y serían responsables de haber mantenido aislados los depocentros durante la etapa extensional.

Como se trata de zonas de concentración de deformación, la estructura resultante es compleja y compuesta por fallas de pequeña escala (generalmente antitéticas a las fallas mayores) y pliegues o monoclinales generados por cambio de geometría entre las fallas (zona de acomodación).

Se estima que estas zonas aportaron sedimentos a los depocentros aislados fuertemente asimétricos, con alta posibilidad de preservar materia orgánica de las secuencias de *synrift*.

En la Cuenca de Rawson se perforó un pozo sin resultados positivos. Asimismo, en la porción continental de la Cuenca Península de Valdés, se perforó un pozo con resultados negativos. La ausencia de generación de hidrocarburos ha sido el impedimento de la concreción de sistemas petroleros.

Cuenca del Golfo

Abarca un área de 170.000 kilómetros cuadrados (Strelkov *et al.* 2005). Un tercio se desarrolla costa fuera (como muestra la figura). Su mayor acumulación se encuentra costa fuera, con unos 8 kilómetros de sedimentos. Al oeste está dividida por la Sierra de San Bernardo, que la separa en la Subcuenca Río Mayo; al este, por el depocentro principal –en términos económicos–.

Durante el Neopaleozoico - Mesozoico temprano, la región que ocupa la actual Cuenca del Golfo correspondía a una cuenca de antepaís (Uliana *et al.* 1989). La fábrica del basamento retrabajado por la posible colisión del Macizo del Deseado (Ramos: 1996) acrecentado durante el Ciclo Famatiniano, controló la disposición de las estructuras extensivas noroeste y este-oeste, paralelas al antiguo arco magmático (Palma: 1989).

En el Jurásico Inferior (Baldi y Nevistic: 1996), la cuenca

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



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

Answers for the energy.

SIEMENS

se comenzó a formar como un aulacógeno (Ramos: 2000), con influencia de la falla transforme Malvinas-Agulhas, que indujo fenómenos de desplazamiento de rumbo.

Otros autores, como Strelkov *et al* (2005), Sylwan *et al* (2008), entre otros, la definen como una cuenca intracratónica por su posición dentro del cratón. En este trabajo, la definimos como una cuenca de *rift* continental (*sensu* Allen y Allen: 2005), con influencia de la fábrica regional, caracterizada por una subsidencia por falla que controló la evolución de la sedimentación a lo largo de su historia extensional, porque la mecánica de su evolución no coincide con una cuenca intracratónica o *sag basin*.

El relleno fue continental clástico y volcánicoclástico (Strelkov *et al*: 2005), con reactivación en el Hauteriviano por transtensión y extensión, aunque para otros autores, como Sylwan *et al* (2008), se trató del pasaje a la etapa de *post-rift* temprano.

La Formación Pozo D-129 (roca madre) se desarrolló, sobre todo, entre el clímax del *rift* y el *post-rift* temprano, cuando la cuenca experimentaba aún una alta relación espacio de acomodación con el aporte de sedimentos, que indudablemente favoreció la preservación de la materia orgánica de esta unidad.

Los clásticos de la Formación Matasiete responderían al gradual aumento del aporte de sedimentos como consecuencia del descenso del ritmo de subsidencia tectónica de una cuenca que, lentamente, pasaba a su etapa de enfriamiento térmico.

Por otro lado, no debe descartarse la componente de rumbo que afectó la extensión, inducida por la falla Malvinas-Agulhas. En este caso, los depocentros pudieron adquirir un perfil angosto y profundo, limitados por fallas de alto ángulo que permanecieron sísmicamente activas durante grandes períodos geológicos. El hundimiento fue más rápido que en una extensión ortogonal, lo que generó el desarrollo de ambientes fluviales con muchos procesos de avulsión y lagos profundos con eventos turbidíticos por inestabilidad de los márgenes y por la actividad de las fallas.

La etapa de *sag* se desarrolló en el Albiano y culminó en el Cenozoico, luego de lo cual la cuenca fue sometida a compresión, como resultado de la orogenia andina, con el desarrollo de las Sierras de San Bernardo e inversión de las antiguas estructuras extensionales.

Algunos autores como Gonzalez *et al* (2002) y Salomone *et al* (2002), entre otros, coinciden en que las fallas de *rift* (estructuras productivas) se mantuvieron activas aún en la etapa de *sag*. Este desvío de la subsidencia puramente térmica puede explicarse como resultado del aumento de la rigidez litosférica durante el enfriamiento al peso adicional que registró la columna sedimentaria durante el ingreso marino del Terciario (Paleoceno). También puede deberse a los esfuerzos de intraplaca producidos por la apertura del Atlántico, que reactivaron las estructuras del brazo aulacogénico durante la etapa de enfriamiento y de deriva del margen pasivo, con influencia de la falla transforme Malvina-Agulhas.

Para el Terciario, Sylwan *et al* (2008) registraron altos valores de flujo térmico que podrían estar asociados con fenómenos de subplacado basáltico en la pared yacente, si se aplica un modelo de cizalla simple – cizalla pura (Allen y Allen: 2005), lo que podría haber inducido a

reactivar estructuras previas.

En 1907 se perforó, en las cercanías de Comodoro Rivadavia, el pozo que cambiaría la historia de la cuenca. Desde ese momento se han perforado más de 36.000 pozos, y solo 26 ubicados costa fuera. La producción acumulada es mayor que 630 x 10⁶ metros cúbicos de petróleo y 71 x 10⁹ metros cúbicos de gas. La producción proviene de reservorios distribuidos desde una profundidad de 200 metros hasta cercana a los 4500 metros, con edades comprendidas entre el Cretácico Inferior y el Terciario Inferior.

Cuencas de San Julián y Malvinas Norte

Ambas se ubican al sureste de la Cuenca del Golfo San Jorge (ver figura 1). La cuenca San Julián, con 20.000 kilómetros cuadrados, presenta una orientación dominante este-noreste, en línea con las estructuras extensionales permotriásicas que siguieron a la etapa de antepaís devoniano-carbonífera (Figueiredo *et al*. 1996).

La evolución de esta cuenca es similar a la del Golfo San Jorge, donde, a los esfuerzos extensivos, se sumó la influencia de la falla Malvinas-Agulhas, que resultó en un sistema de *rift* con fallas de alto ángulo y profundas que limitaron depocentros con fuerte control local.

Las transferencias identificadas por Figueiredo *et al* (1996) serían el resultado de la evolución en el tiempo de los distintos segmentos de fallas que se propagaban al noroeste, según la antigua traza del arco magmático. Estas fallas denotan reactivación en el Jurásico Medio a Superior, con desarrollo de una superficie discordante. Esta reactivación pudo estar asociada a la extensión de *back-arc* que generó la cuenca Rocas Verdes (Ross *et al*: 1996). Alcanza un máximo espesor de 6 kilómetros, el relleno de *synrift* es volcánicoclástico y se extiende hasta el Cretácico Inferior, cuando comienza a desarrollarse el *post-rift* temprano con la etapa de mayor espacio de acomodación de la cuenca.

En el Cretácico (Maastrichtiano) se desarrollaron esfuerzos predominantemente transpresivos y posteriormente transensivos, por el movimiento a lo largo de la falla Malvinas-Agulhas durante la deriva de América del Sur hacia el oeste, de manera que el enfriamiento térmico se caracterizó por actividad en las fallas y reactivación inducida por la orogenia andina.

Por su parte, la Cuenca Malvinas Norte ocupa un área de 56.000 kilómetros cuadrados y se encuentra al norte de las Islas Malvinas (ver figura).

Tiene un espesor máximo estimado de 9 kilómetros. Se estima que su naturaleza y evolución tecto-sedimentaria es similar a la de la Cuenca San Julián (Ross *et al*: 1996).

Es una cuenca de *rift* con estructuras meridionales de alto ángulo, que cambian, en su porción austral, a oeste-noroeste, por influencia de fábrica de basamento.

Ross *et al* (1996) proponen que este último arrumbamiento se debió al inicio de la subducción en el margen de Samfrau, en el Triásico-Jurásico, previo a la apertura del Atlántico. La influencia de la falla Malvinas-Agulhas no es muy clara en esta cuenca. El sector septentrional no muestra evidencia de reactivaciones de rumbo asociadas a esta estructura, debido al control de basamento por las suturas proterozoicas y el fuerte retrabajo litosférico que

dificultó el movimiento de rumbo.

Al sur, en cambio, el control del antiguo arco favoreció la concentración de la deformación transpresiva-transensiva en los lineamientos australes antes del pasaje al enfriamiento térmico. Los autores Ross *et al* (1996) sugieren que esto último se debió al cierre de la cuenca de Rocas Verdes (pasaje a etapa de antepaís).

Otra posibilidad es considerar las estructuras meridionales del sector norte como fallas extensivas resultantes de transtensión (*pull apart*), producto del aumento de actividad en la transcurrencia Malvinas-Agulhas, que indicaría el pasaje al segundo estadio de *rift*, mientras al sur la presencia de fábrica noroeste concentró la deformación compresiva, típica de las cuencas de *pull apart*, a 30 grados de las anteriores). La etapa de *sag* corresponde a la pérdida de espacio de acomodación por enfriamiento térmico pos-extensivo y el pasaje a deriva continental, influenciado por el régimen transpresivo de la falla transcurrente.

En la Cuenca de San Julián se perforó un pozo con resultados negativos; en tanto, en la Cuenca Malvinas Norte se perforaron 6 pozos sin resultados positivos (Turic: 2009). La falta de generación de hidrocarburos ha sido la limitante en la concreción de sistemas petroleros.

Cuenca Austral

La Cuenca Austral o de Magallanes comprende una superficie de 146.000 kilómetros cuadrados en el extremo sudoeste de la placa sudamericana. Abarca las provincias argentinas de Santa Cruz y Tierra del Fuego, parte de la plataforma continental argentina, el estrecho de Magallanes y la provincia chilena Magallanes (como muestra la figura). Presenta un ancho de 400 kilómetros y un largo de 700 (Péroni *et al*: 2002), con un espesor de 8 kilómetros de sedimentos mayormente clásticos.

La cuenca se desarrolló en el Jurásico Superior como una serie de cuencas de *rift* de *back-arc* de orientación noroeste-sureste, sobre un substrato de edad paleozoica sometido a procesos de subducción y compuesto por complejos de acreción que controlaron la inserción de la cuenca.

La extensión permotriásica

generó el desarrollo del Complejo Volcánico el Quemado en el Macizo del Deseado, en cuencas de *rift* continentales, y el comienzo de la apertura de la cuenca Rocas Verdes, todo a fines de Jurásico-Cretácico Inferior.

La extensión se vio favorecida por el empujamiento de la placa oceánica vieja que, además, indujo al retroceso de la trinchera; asimismo, la gran acumulación de sedimentos dio lugar a un bajo acople entre las placas y favoreció la extensión.

El relleno de *rift* comprendió secuencias volcanoclásticas y clásticas fluvio-lacustres con aporte del Alto de Río Chico. Durante el clímax de la extensión se produjo el ingreso de la Formación Springhill, asociada a facies arenosas de la Formación Hidra (Robbiano *et al*: 1996). En la etapa de *sag* se depositaron la mayoría de los sedimentos marinos, plataforma y talud de la Formación Springhill.

CONVIERTIENDO GAS ASOCIADO
EN ENERGIA

ENERGY
... anywhere, anytime

SoEnergy ARGENTINA

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

SoEnergy Argentina S.A. • Encarnación Ezcurra 449 Piso 6 Suite 7
Puerto Madero CP 1107 • Buenos Aires, Argentina • Tel. + (54 11) 5787-0635 www.soenergy.com.ar

Esta cuenca se invirtió durante el Aptiano, por aceleración de la velocidad de convergencia durante la colisión de la dorsal oceánica y deriva de la placa sudamericana. Este acomodamiento se cerró definitivamente en el Cretácico Alto (Robbiano *et al.*: 1996) con la formación de la Cordillera Darwin.

La región pasó a estar dominada por subsidencia flexural. Así, durante los períodos de respuesta elástica de la losa durante la carga del frente orogénico, con alta rigidez flexural, posibilitó la tendencia de las secuencias progradacionales que migraron en una cuenca ancha y no profunda; durante las etapas de quietud pudo haber habido una relajación viscoelástica fuertemente dependiente del tiempo (o un aumento simple de la carga, con respuesta elástica de la losa, en este caso, instantáneo) que dio lugar a cuencas más profundas y acotadas, con tendencia retrogradacional de las secuencias por *onlap* como facies transgresivas y con controles locales.

En el Cenozoico, se produjo el desarrollo de la dorsal de Scotia, como consecuencia de la evolución del margen activo entre la placa de Sudamérica y de Scotia, más la apertura del pasaje de Drake, la cuenca sufrió, además, deformación por componentes de rumbo (Robbiano *et al.*: 1996). Los depocentros migraron hacia el antepaís con dirección noroeste-sureste.

El primer pozo con producción en la porción argentina de esta cuenca data de 1949. Las reservas de petróleo equivalentes superaron los 900 x 10⁶ metros cúbicos, distribuidas en reservorios de edades comprendidas entre el Jurásico Superior y el Terciario Inferior.

Cuenca Malvinas

La Cuenca de Malvinas, abarca un área de 140.000 kilómetros cuadrados de la plataforma continental argentina y se encuentra separada de la Cuenca Austral por el Arco de Dungeness (en figura). Si bien es una cuenca de antepaís, tiene una primera etapa como un *rift* continental (*sensu* Allen y Allen: 2005) que evolucionó hacia la etapa de *sag* (Galeazzi: 1996).

El basamento de la cuenca lo constituyen rocas del margen Gondwánico, deformadas durante la orogenia de Gondwanides, sobre la que, en el Jurásico, se desarrolló el *rift* continental asociado a la Cuenca de Austral.

Su inserción y orientación noroeste y este-oeste se deben a la fábrica regional del basamento retrabajado durante el Paleozoico. Este sistema estaba constituido por cubetas asimétricas, generadas por extensión oblicua, vinculadas por transferencias con componentes de rumbo. La presencia del Arco de Dungeness no permitió la transmisión de esfuerzos horizontales desde el *back arc* porque actuó como un bloque rígido y elástico que absorbió los esfuerzos extensivos provenientes del oeste.

En cambio, se estima que la falla Malvinas-Agulhas pudo haber aportado esfuerzos intralitosféricos extras a la extensión generalizada durante el desmembramiento de Gondwana.

Los depósitos, que alcanzan 7 kilómetros, corresponden a ambientes continentales representados por sistemas de ríos y planicies con intercalaciones de ambientes lacustres (Galeazzi: 1996), cuya evolución estuvo favorecida

por la asimetría de las cubetas.

Una probable reactivación de las estructuras por propagación de fallas dio lugar a una fuerte retrogradación registrada en la Formación Inoceramus, luego de lo cual pasó a etapa de clímax y *post-rift* temprano. Ésta se caracterizó por depósitos de ambientes costeros a marinos de la formación del mar de Weddell, con tendencia retrogradacional de las secuencias y marcados *onlaps* sobre el Arco de Dungeness, en los momentos de mayor creación de espacio de acomodación, para, finalmente, pasar a la etapa de enfriamiento o *sag* en el Cretácico hasta el Paleoceno, con los depósitos de la Formación Margas Verdes.

La evolución de la falla transforme levógiro asociada a la placa de Scotia originó fenómenos transtensivos en el Paleoceno, y dio lugar a depocentros del tipo *pull-apart*, cuya subsidencia era la suma de enfriamiento térmico y del comienzo de la flexión de la litosfera elástica. Si bien el arco siguió siendo una barrera entre las cuencas Malvinas y Austral, al sur hubo conexión, con desarrollo de facies turbidíticas y profundas y ambientes carbonáticos, al este y sudeste (Galeazzi: 1996).

En el Eoceno los movimientos transpresivos impulsados por el efecto combinado de la falla transforme con el oroclino Patagónico dieron lugar a la formación de una faja corrida y plegada, sumado al pasaje a un dominio por subsidencia flexural como resultado de la carga supralitosférica. El antepaís oblicuo de la cuenca de Malvinas se empezó a desarrollar a partir de finales del Cretácico hacia la actualidad.

En la cuenca se han perforado 18 pozos: 5 de ellos (Ciclón x-1, Calamar x-1, Salmón x-1, Salmón x-2 y Krill x-1) encontraron hidrocarburos pero no en volúmenes comerciales (Vayssaire *et al.*: 2008).

Cuencas del Noroeste

Bajo este término se incluyen la Cuenca Paleozoica o de Tarija, con una superficie de 25.000 kilómetros cuadrados en territorio argentino, y la Cuenca Cretácica, de 53.500 kilómetros cuadrados (ver figura).

El basamento de la cuenca Tarija-Noroeste se comportó como una plataforma relativamente estable, por su naturaleza cratónica.

En el Proterozoico-Cámbrico fue una cuenca de antepaís periférica, producto de la colisión del terreno de Pampia (Ramos: 1988); durante el Cámbrico-Ordovícico se comportó como una cuenca de *back arc*, abierta al oeste (Starck: 1995), con desarrollo de una zona de subducción por el acercamiento del terreno de Famatina (Ramos: 1988).

Por su fuerte relación con las condiciones mecánicas del margen subductivo, este tipo de cuencas suelen tener corta duración.

La colisión de los terrenos de Famatina y Cuyania, ocurridos entre el Ordovícico y Silúrico (Ramos: 1986), forjó el desarrollo de una subsidencia por la flexión elástico viscosa de la litósfera, en una cuenca con relleno marino y transicional sujeta a variaciones eustáticas, cuya evolución se vio interrumpida por inversión tectónica en el Devónico Superior.

Se trata de una cuenca de antepaís, según Starck (1995), en la que la subsidencia reactivó antiguas fallas de

rift cambro-ordovícica, lo que favoreció el desarrollo de depocentros con depositación local.

Para el Paleozoico Superior, y luego de la orogenia Chánica, se desarrolló un régimen transpresivo como resultado de convergencia oblicua (Fernandez Seveso *et al*: 1995). Este régimen actuó sobre una litosfera que subsidía por flexura, por lo que clasificar la cuenca en términos puramente tectónicos es aquí complejo. Starck *et al* (2002) consideraron a la cuenca de Tarija como una cuenca intracratónica controlada por una baja subsidencia.

Sin embargo, la complejidad estratigráfica y la presencia de importantes discordancias (Starck *et al*: 2002) parece indicar control tectónico, lo que no es propio de este tipo de cuencas (Runkel *et al*: 2007).

Muchos *rifts* continentales y cuencas transpresivas-transtensivas muestran una baja tasa de subsidencia de sus estructuras a medida que se disipa el calor, y así disminuye el espacio de acomodación, para dar lugar a depósitos más extendidos regionalmente, que muchas veces se confunden con los depósitos de *sag* propiamente dichos (Barredo: 2004; 2005). Esto pasa porque la capa de sedimentos, según su conductividad termal, puede hacer de "paraguas" y la litosfera se enfría más lentamente. Por otro lado, la presencia de discontinuidades litosféricas y las variaciones en la velocidad de deformación, como así también de la magnitud, más la persistencia del campo de esfuerzos, pueden llevar a una fuerte disminución del ritmo de sub-

sidencia, que hace difícil clasificar una cuenca como puramente de *rift*, transtensiva o intracratónica (*sag basin*).

El régimen extensional persistió en el Mesozoico como resultado de la relajación de los esfuerzos compresivos que afectaron el margen occidental de Gondwana. La fase diastrófica Araucana (Jurásico Superior) puso fin a la Cuenca de Tarija y desmembró las cuencas paleozoicas-eomesozoicas, tras separar a la cuenca Tarija de la Chaco-paranaense (Starck: 2002).

De esta manera, se conformó un *rift* del tipo *back arc* cuya localización siguió zonas de debilidad de la litósfera, retrabajada desde el Proterozoico y reactivó antiguas estructuras.

Los depocentros Metán-Alemania-Lomas de Olmedo, fuertemente asimétricos, seguirían la sutura este-noreste y oeste-sudoeste, con polaridad norte, probablemente asociada la colisión del terreno de Famatina. Se lo podría clasificar como *rift* fósil porque, a diferencia de lo que ocurrió al este con la apertura del océano Atlántico, aquí la extensión se vio interrumpida por el alzamiento de los Andes, cuando la cuenca pasó a ser de antepaís.

La Cuenca Paleozoica ha sido prolífica en cuanto a la producción de petróleo, con 33 x 10⁶ metros cúbicos y fundamentalmente de gas, ya que se han superado los 1.5 x 10¹¹ metros cúbicos.

En el Cretácico se depositaron las facies de *synrift* del Grupo Salta, como resultado de la reinstalación de un régimen



LIDERES EN RECUBRIMIENTOS ANTICORROSIVOS



- Aplicación de revestimientos para interior y exterior en tubulares nuevos y condición II, III y IV
- Aplicación de revestimiento interior y exterior en instalaciones de superficie.
- Aplicación de revestimientos en varillas de bombeo nuevas o recuperadas.
- Inyección de centralizadores en varillas de bombeo nuevas o recuperadas.
- Inyección de centralizadores en tubing 2 7/8", 2 3/8" y 3 1/2"
- Servicio de video inspección en color.
- Fabricación de señalización.

Sistema de Gestión de Calidad
Certificado desde Enero del 2002



Base Comodoro Rivadavia: Tel.: +54 0297 448-6806 / e-mail: regionsur@zoxisa.com.ar || Base Neuquén: Tel.: +54 0299 445-7000 / email: info@zoxisa.com.ar

extensivo por el desmembramiento de Gondwana. Se formaron tres cuencas de diseño en planta radial y de perfiles asimétricos, separadas por la dorsal salto-jujeña (ver figura). Se trató, entonces, de un *rift* continental pasivo, cuyo relleno fue controlado por fallas que permitieron la formación de bajos profundos, dominados por sedimentación fina, en situación de infralimentación y con aporte volcánico.

Salfity y Marquillas (1999) sugieren distintos episodios de *rift* (Subgrupo Pírgua) que en este trabajo se interpretan como producto de reactivación. El Subgrupo Balbuena -que sigue a este relleno- correspondería al relleno del *post-rift* temprano (*sensu* Prosser: 1993), caracterizado por facies transgresivas en situación de alta acomodación y pulsos de reactivación tectónica inducidos por los procesos de convergencia del margen pacífico.

La tendencia granocreciente que se observó hacia el tope se debió al aumento de la tasa de aporte, en comparación a la subsidencia que declinaba paulatinamente. El Grupo Santa Bárbara, en cambio, correspondería a *sag* o *post-rift* tardío, que comenzó con pelitas negras y evaporitas en un ambiente hipersalino lacustre. Los basaltos de Palmar Largo subrayan el carácter pasivo del *rifting*.

En el Eoceno la compresión del margen occidental produjo inversión de las subcuencas Tres Cruces y Metán-Alemania, que se incorporaron en el frente de deformación en el Oligoceno (Boll y Hernadez: 1985). La subcuenca de Olmedo sufrió, en cambio, un fuerte descenso del nivel de base con progradación de secuencias. Recién en el Mioceno esta última sufrió una inversión, mientras que en las otras cuencas se depositaron potentes mantos sinorogénicos (Disalvo: 2002).

La Cuenca Cretácica lleva producidos más de 20×10^6 metros cúbicos de petróleo.

Cuenca Cuyana y bolsones intermontanos

Las cuencas triásicas argentinas presentan una orientación noroeste con respecto a la estructura principal de los Andes. Se las considera como *rift* continentales pasivos, ya que que presentan un magmatismo alcalino por bajo porcentaje de fusión del manto y baja penetración astenosférica, típico de cuencas sometidas a extensión por esfuerzos intralitosféricos (Barredo: 2004).

Esta extensión sería el resultado de la variaciones en la topografía dinámica del margen pacífico, que sufría a comienzos del Mesozoico un descenso de la velocidad de subducción, luego de la conformación final del supercontinente Pangea, (posiblemente por la fuerte barrera que encontró la placa descendente en la zona de transición).

Al no haber arrastre, aumentó la flotabilidad de la placa cabalgante, se produjo *unroofing* y rebote isostático. La orientación preferencial se debe al control ejercido por antiguos límites de debilidad de la corteza (Charrier: 1979), correspondientes a terrenos previamente amalgamados (Ramos y Kay: 1991).

La cuenca Cuyana, con 43.000 kilómetros cuadrados, se ubica en las provincias de San Juan y Mendoza, entre los $31^\circ 15'$ y los 36° de latitud sur, con un rumbo general nor-noroeste, paralelo al desarrollo del Grupo Choiyoi (en la figura).

Otras cuencas asociadas a este evento extensivo son las que ocupan los bolsones intermontanos, con una superfi-

cie de 83.000 kilómetros cuadrados. Se las conoce como Bermejo, Marayes, Beazley y Puesto Viejo.

Presentan un perfil asimétrico y su origen se asocia a cizalla simple (*e.g.* Ramos y Kay: 1991; Barredo: 2004). El relleno es continental y muestra coetaneidad con la etapa tardía del magmatismo gondwánico del Grupo Choiyoi (Barredo y Martínez: 2008).

En particular, la Cuenca Cuyana se desarrolló sobre una corteza normal de 35 kilómetros y con influjo térmico aproximado elevado (de 70mWm^{-2} en Rincón Blanco) y fuerzas relativamente bajas, del orden de 2×10^{12} N/m. Con estas características se forjó una subsidencia rápida que favoreció la acumulación de espesas secuencias en depocentros aislados, limitados por zonas elevadas por efectos de palanca flexural (*sensu* Kusnir y Ziegler: 1992) y/o rebote isostático, más magmatismo local (Barredo y Martínez: 2008).

La cuenca experimentó eventos de reactivación tectónica, correlacionables entre los distintos depocentros. En la subcuenca Rincón Blanco están asociados a la propagación y encadenamiento de segmentos de fallas, relacionados entre sí por una zona de transferencia sin cambio de polaridad. Estas reactivaciones fueron observadas también en los depocentros Cerro Puntudo (Mancurso *et al*: 2010) y en Cacheuta (Kokogian *et al*: 1993). Puede ser correlacionable con reactivaciones de la Cuenca del Bermejo (Milana y Alcocer: 1994). El tercero y más joven de los ciclos sólo ha sido observado en Rincón Blanco, ya que en los otros depocentros está ausente por erosión (Barredo y Ramos: 2009).

La reinserción de un nuevo período extensional en el margen gondwánico ha sido propuesta por Llambías *et al* (2007) para el Triásico tardío de Cordillera del Viento. Se estima que, durante el desarrollo del tercer ciclo cuyano, disminuyó la velocidad de deformación, mientras la magnitud y persistencia del campo de esfuerzos fue más eficiente hacia el sur.

Como ya se vio en párrafos anteriores, la zona de debilidad generada por las colisiones eopaleozoicas y por formación de los Gondwanides, concentró la deformación durante el Neopaleozoico, a lo largo de una faja ancha, donde se formaron las cuencas Tarija, Calingasta - Uspallata, Paganzo, San Rafael y Claromecó.

Durante la ruptura de Gondwana se reactivó esta zona de debilidad a través de esfuerzos extensivos oblicuos que terminaron por aumentar la resistencia de dicha faja (*material hardening*). La extensión migró hacia el oeste, durante la apertura de la Cuenca Neuquina, y dejó desactivadas las cuencas Cuyana y Bermejo. La Cuenca Cuyana no registra depósitos Jurásico-Cretácicos, mientras que la cuenca del Bermejo sí. Ambas tienen depósitos de antepaíses neógenos verdaderamente potentes en la última (Rosello *et al*: 2005).

La Cuenca Cuyana tiene producción de petróleo desde el año 1886 y se estima que sus reservas recuperables van en el orden de los 210×10^6 metros cúbicos de petróleo equivalente.

Cuenca Neuquina

Cubre una región de 115.000 kilómetros cuadrados, hasta alcanzar 7 kilómetros de relleno (como muestra la figura).

PROILDE

Equipos para Pozos de Petróleo

Una EMPRESA pujante.

8 años diseñando y produciendo Productos confiables.



PROILDE agradece a DANCO la confianza brindada al otorgarle el uso de la marca

DANCO

Accesorios Petroleros

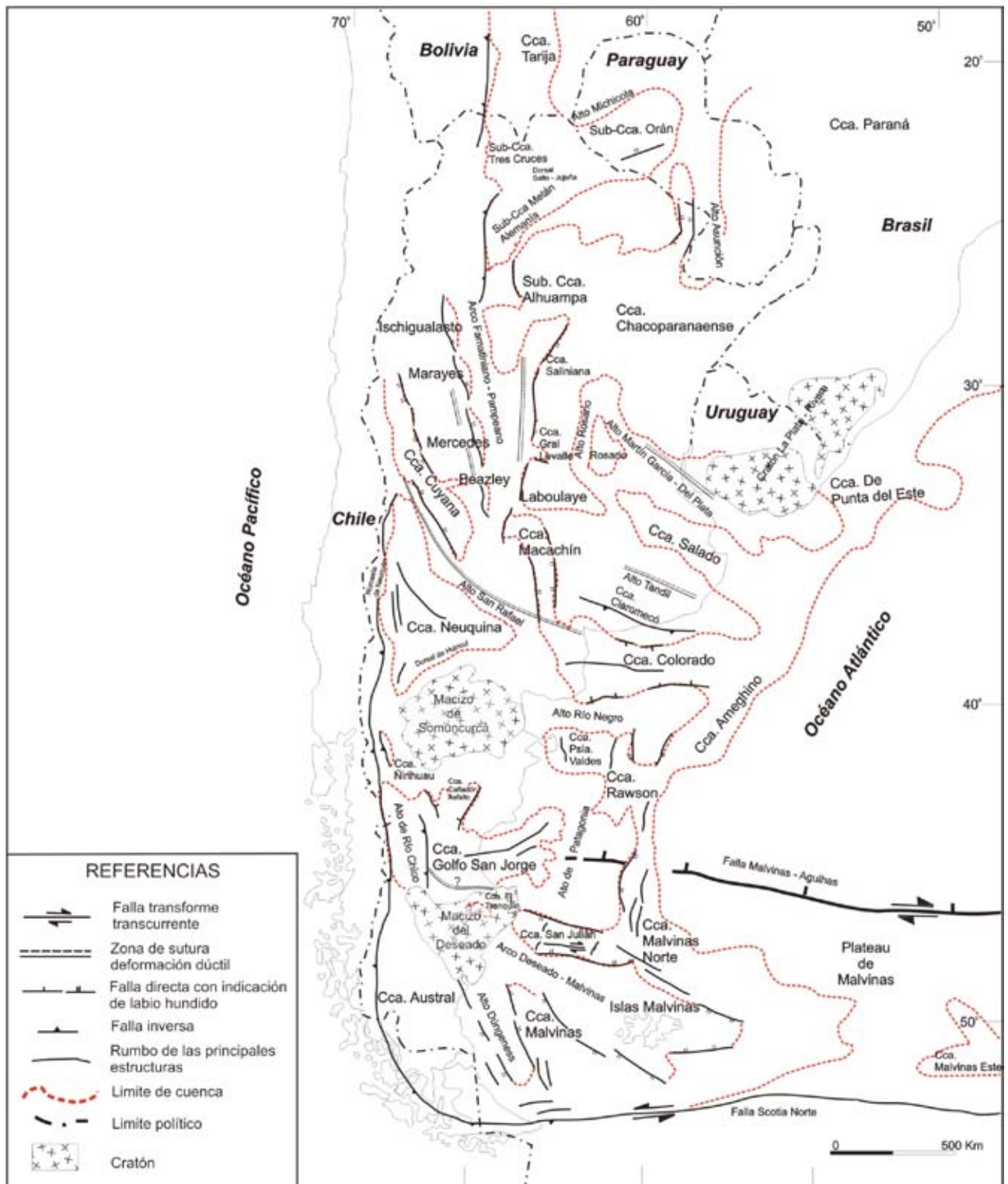
Una MARCA con historia.

Mas de 30 años diseñando y produciendo Productos confiables.

www.proilde.com

PROILDE®

DANCO®



Su origen está vinculado a la historia del margen occidental de Gondwana, activo desde el Proterozoico (Ramos: 1988) y condicionando por una subsidencia flexural en la mayoría de las regiones.

En este escenario y para el Pérmico-Triásico, evolucionó un régimen extensional con desarrollo de cuencas de *back arc* que, en algunos casos, generaron engolfamientos en la región del antepaís, como los de las cuencas Río Mayo (Cuenca del Golfo) y Neuquina.

Esta deformación se vio favorecida por el gradiente geotérmico debido al magmatismo de arco que llevó a una disminución de la resistencia de la placa, compuesta por una corteza relativamente espesa (Llambías *et al*: 2007), que permitió el desarrollo de un *rift* amplio con fallas profundas pero que no alcanzó las características de un *Basin and Range*, en el sentido de Buck (1991) y como lo propusieron Uliana *et al* (1989).

La cuenca se relleno con depósitos continentales clásti-

cos y piroclásticos durante la etapa pre-cuyana, que colmaron depocentros asimétricos, separados por zonas de transferencias y de acomodación.

La extensión se prolongó hasta el Jurásico pero se observó una reactivación importante en el Triásico Superior - Jurásico Inferior (Fernandez Seveso *et al*: 1996; Barredo *et al*: 2008).

El relleno de esta etapa corresponde al Grupo Cuyo, con facies marinas y continentales controladas por variaciones eustáticas (Legarreta y Gulisano: 1989) y tectónicas. La cuenca sigue sometida a subsidencia producto de la extensión de la segunda etapa de *rift*, aunque comienza el pasaje al enfriamiento térmico o *sag*.

Durante el Triásico Superior Alto - Jurásico Inferior, los sectores próximos a la Dorsal de Huincul fueron sometidos a compresión con inversión de antiguas estructuras extensivas (Barredo *et al*: 2008). Como resultado, en el sector oriental de la cuenca (región de Kauffman) continuaron siendo zonas relativamente elevadas que limitaron el ingreso marino de la Formación Molles.

Desde el punto de vista tectosedimentario, esta etapa corresponde a la de una cuenca hambrienta, asimilable al clímax del segundo *rift*. A dicha etapa de máxima creación de espacio le siguió una tendencia general al aumento de la sedimentación con relación a la creación de espacio, que sugiere que la cuenca estaría ya en expansión por

enfriamiento térmico en concordancia con lo propuesto por Gulisano y Gutiérrez Piembling (1994), Fernandez Seveso *et al* (1996) y Cruz *et al* (1999).

La subsidencia del *sag* fue afectada por los reiterados episodios de inversión a la que era sometida la cuenca, que potenciaron o retractaron las variaciones eustáticas concomitantes. Esto favoreció el desarrollo de ambientes continentales y marinos hasta el Paleoceno, momento en que el régimen compresional resultante de la orogenia andina pasó a controlar la subsidencia por flexión litosférica.

Los ambientes sedimentarios de esta etapa quedaron controlados por las características mecánicas de la losa flexurada. Durante los pulsos de carga tectónica, su respuesta elástica permitió el desarrollo de una cuenca amplia, con períodos de bajo nivel de base y el desarrollo de secuencias progradantes. En la etapa de quietud tectónica, la losa relajó los esfuerzos como un medio viscoelástico, y la cuenca sufrió una mayor subsidencia, acompañada de la retrogradación de las secuencias durante las transgresiones marinas si el nivel eustático subía, o del desarrollo de sistemas fluvio-lacustres.

En 1918 se perforó el pozo descubridor en la cuenca y hasta la fecha se han comprobado acumulaciones del orden de 8×10^8 metros cúbicos de petróleo y de 9×10^{11} metros cúbicos de gas, dispuestas en rocas de edades que varían desde el Jurásico Inferior hasta el Cretácico Superior.

ENSI

Operación y mantenimiento de plantas y yacimientos
Monitoreo de condición de equipos por diferentes técnicas
Tratamiento de aceites con PCB
Laboratorio de Metrología SAC INTI

EMPRESA NEUQUINA DE SERVICIOS DE INGENIERIA S.E.
Tel +54-299-449-4100 Fax +54-299-449-4199
ventas@ensi.com.ar - <http://www.ensi.com.ar>

ISO 9001:2000

Cuenca Chacoparanaense

Con 643.000 kilómetros cuadrados, abarca las provincias de Formosa, Chaco, este de Tucumán, Santiago del Estero, Santa Fe, Misiones, Corrientes, Entre Ríos, Córdoba, este de La Pampa y norte de Buenos Aires (ver figura).

Es una cuenca elíptica, cuyo eje está orientado al este-noreste y oeste-sudoeste, con depocentros semicirculares y un relleno de aproximadamente 6 kilómetros de sedimentos, de los cuales casi 2 kilómetros son volcánicos.

Esta cuenca conforma secuencias depositacionales separadas por discordancias, que permiten discriminar la historia tectosedimentaria y geodinámica. En líneas generales, los ciclos sedimentarios están asociados a ambientes marinos y glaciarios hasta el Paleozoico Superior, donde se registran condiciones semiáridas a áridas, que prevalecieron durante el Mesozoico, con la participación de grandes volúmenes de materiales volcánicos (Fernández Garrasino *et al.*: 2005).

El control principal en la inserción de esta cuenca es, sin duda, la existencia de lineamientos proterozoicos noroeste-sureste, heredados de la amalgamación de distintos bloques continentales exóticos y/o perigondwánicos durante el ciclo orogénico Brasiliano-Panafricano, en el Proterozoico Alto-Paleozoico Inferior, para constituir el núcleo de Gondwana (Fernández Garrasino *et al.*: 2005; Tankard *et al.*: 1995).

La existencia de depocentros de *rift* restringidos en los términos más antiguos de la cuenca sugiere un origen vinculado a procesos extensionales paleozoicos acaecidos en el protomargen de Gondwana.

Los *rifts* estarían asociados al margen pasivo cámbrico como remanentes de esa extensión que no prosperó (*failed rift*). Se trata de *rifts* continentales, en el sentido de Allen y Allen (2005), con probable impronta de *back arc* cambro-ordovícica, cuando comenzaron los procesos de subducción en el margen (Ramos: 2000).

Las cubetas de geometría asimétrica Pezzi y Mozetic (1989) estuvieron constituidas por segmentos de fallas de polaridad este que limitaron depocentros restringidos con fuerte control local. Estos depocentros fueron encadenándose y generaron cuencas infralimentadas con dominio de depositación pelítica.

Los depósitos de plataforma de esta serie conformaron ciclos regresivos-transgresivos, resultantes de la variación de la tasa de subsidencia, durante los procesos tectónicos del margen.

Estos depósitos alcanzan los 5000 metros e incluyen materiales ígneos (Fernández Garrasino *et al.*: 2005). La colisión de los terrenos de Famatina y Cuyania, ocurridos entre el Ordovícico y Silúrico (Ramos: 1986) cambiaron el carácter de la subsidencia de la cuenca que pasó a estar afectada por la flexión de la litósfera por carga tectónica, manteniendo la polaridad este, acompañado de magmatismo anorogénico (Ramos: 2000). Esta subsidencia generó la reactivación de antiguas fallas de *rift*, lo que posibilitó el desarrollo de depocentros profundos con bajo aporte de sedimentos y la instalación de condiciones euxínicas, máxime en el período posglacial. En estas condiciones, la supersecuencia (silúrico-devónica, de 1200 metros), mucho más extendida que la Inferior, estuvo constituida por sedimentos marinos, transicionales, continentales y glaciales, cuyas evoluciones registró fuerte control climático y tectónico.

La orogenia Godwánica, que abarcó del Carbonífero Inferior al Triásico Alto - Jurásico Inferior, que creó la formación de los Gondwanides (duToit: 1937) condicionó el depósito de la supersecuencia Carbonífera-Pérmica.

La subsidencia durante esta etapa estuvo asociada a la flexión litosférica como resultado de los procesos orogénicos que sucedían en el borde del cratón; también, estuvo asociada al posterior período de extensión generalizada que antecedió a la ruptura de Pangea.

La asimetría de la cuenca muestra un depocentro al sureste (Pezzi y Mozetic: 1989), que alcanza los 2300 metros de depósitos fluviales a lacustres, glacioluviales, glaciales y transicionales. A partir del Triásico la cuenca adquirió rasgos de una cuenca de *rift* continental, con un depocentro de relleno continental fluvio-lacustre (Fernández Garrasino *et al.*: 2005) controlado por la evolución de las fallas.

En el Jurásico, la litósfera correspondiente a Gondwana fue sometida a dominación por efecto de una anomalía térmica (*hot spot*) previa a la apertura del Océano Atlántico, con inversión de antiguas estructuras extensionales en un proceso de *rifting* activo.

La placa estaba estacionaria y el calor no pudo disiparse lo suficiente. Depósitos fluviales apoyados en discordancia suave sobre el substrato paleozoico de la base de la Formación Tacuarembó (Fernández Garrasino *et al.*: 2005) serían la evidencia de este alzamiento regional, que fue seguido, en el Jurásico-Cretácico, por las coladas de basalto de la Formación Serral Geral.

La subsidencia posterior fue controlada por enfriamiento de la perturbación térmica y por cambios de fase en el manto litosférico, que aportaron los grandes volúmenes de basalto de la gran provincia ígnea de Paraná (*Large igneous province*).

La presencia de los granitos anorogénicos paleozoicos, más las intrusiones, introdujeron una descompensación en las propiedades de la litosfera, en particular en la corteza, de manera que la extensión por enfriamiento térmico que siguió se concentró en estas zonas.

Mecánicamente se trata de una cuenca intracratónica o *sag basin*. Las cuencas intracratónicas son similares a los *rifts* pero están caracterizadas por una subsidencia lenta y prolongada, no asociada directamente al fallamiento. Carecen de controles tectónicos sinsedimentarios importantes y, como la rigidez flexural de la litósfera no permite lograr una compensación isostática durante la carga de sedimentos en la etapa de *synrift*, permanecen descompensadas por largos períodos geológicos.

Los eventos subductivos del margen pacífico también indujeron esfuerzos horizontales intraplaca que reactivaron antiguas fallas de *rifts* y suturas. Además, la migración hacia el este del arco magmático por somerización de la placa oceánica (Jordan *et al.*: 1983) acaecido en el Mioceno, generó una aceleración de la subsidencia, lo que facilitó el ingreso marino del Paranaense, con depósitos de 350 metros de pelitas calcáreas con areniscas y yesos. Desde el Mioceno los depósitos son post-orogénicos (2000 metros) y relacionados con la evolución de los Andes.

En la Cuenca Chacoparanaense se han registrado unos 34.000 kilómetros de líneas sísmicas y se perforaron 36 pozos sin descubrimientos comerciales. La falta de trampas se interpreta como el mayor impedimento en la búsqueda de sistemas petroleros.

Cuencas Macachín, Laboulaye y General Levalle

Conforman una serie de *riffts* asimétricos, pasivos, generados por cizalla simple, donde las fuerzas extensionales intralitosféricas resultaron del acople viscoso entre la litósfera y la astenósfera por efectos de la celda convectiva descendente del futuro margen pasivo (topografía dinámica), combinadas con las fuerzas tectónicas inducidas por el empuje de la placa descendente en el margen pacífico (*downwelling flow*).

En consecuencia, estas cuencas siguen notablemente la fábrica de basamento y pueden ser consideradas como *riffts* continentales (*sensu* Allen y Allen: 2005), con influencia de fábrica discreta, donde el control lo ejercen las suturas eopaleozoicas.

Están asociadas a la acreción del terreno de Córdoba que quedó atrapado (junto con otros), durante la colisión de Pampia, al cratón del Río de La Plata (Ramos: 1988).

La extensión del Mesozoico, disparada por la ruptura de Gondwana, forjó la formación de estas cuencas: no obstante, sólo la Cuenca de Macachín, con sus 15.000 kilómetros cuadrados, es la que más podría asociarse al aulacógeno de la Cuenca del Colorado.

Zambrano (1972) propuso que pudo haber estado conectada a la cuenca de Laboulaye. Chebli *et al.* (2005) proponen la existencia de transferencias con componente dextral. Esas transferencias suelen ser zonas elevadas por efecto de la propagación de los extremos de falla hacia la superficie, constituyéndose en barreras para la sedimentación. No hay pozos perforados en la Cuenca de Macachín.

Las cuencas General Levalle (23.000 kilómetros cuadrados) y Laboulaye (20.000 kilómetros cuadrados) están circunscriptas al ámbito de la cuenca Chacoparanaense (Fernández Garrasino *et al.*: 2005), pero no presentan características evidentes de cuencas intracratónicas desde el punto de vista geodinámico. Son claros ejemplo de *riffts* continentales fósiles, donde varios factores controlantes operaron para dificultar la extensión. Uno de ellos pudo haber sido el endurecimiento de la litosfera como resultado de los reiterados episodios de deformación y el engrosamiento cortical, que dificultaron el *rifting* mesozoico por aumento de la resistencia litosférica.

Asimismo, el descenso de la temperatura que sucedió al período de acreción pudo haber favorecido el enfriamiento del manto litosférico, con un consecuente aumento de viscosidad. Estos mismos factores deben ser tenidos en cuenta al momento de interpretar la cuenca del Rosario que, por su disposición y edad, parece estar más vinculada a la evolución del aulacógeno del Salado que a la de la Cuenca Chacoparanaense.

La Cuenca de Laboulaye no cuenta con pozos en tanto en la General Levalle se perforó un pozo con resultados negativos, interpretándose que debido a la falta de generación de hidrocarburos.

Cuenca de Claromecó

En el Paleozoico, al sudoeste de la plataforma sudamericana, existía un margen activo que conformaba el límite occidental de Gondwana. Este cinturón móvil se conoce

como Gondwanides (Keidel: 1916; Urien y Zambrano: 1996) y se había constituido a lo largo de varios eventos colisionales y orogénicos (Ramos: 1988). A él se asocia la cuenca de Claromecó (Ramos: 1984).

Esta cuenca, que ocupa unos 45.000 kilómetros cuadrados en el continente y 20.000 kilómetros costa afuera, se inició con un proceso de *rifting* en el Proterozoico Alto Cámbrico (Rapela *et al.*: 2003) y posteriormente un desarrollo de margen pasivo, que marca el inicio de la sedimentación de la cuenca.

El margen pasivo eopaleozoico correspondía a una plataforma estable orientada noreste-suroeste que se profundizaba al suroeste. Posteriormente, en el Carbonífero-Permiano, se desarrolló una faja corrida y plegada (Keidel: 1916 y Du Toit: 1937). Estas rocas del extremo sur constituyeron el *wedge top* en el sentido de DeCelles y Giles (1996).

Es una cuenca de antepaís asimétrica y alargada en sentido noroeste-sureste, que se habría formado luego de la colisión del Devónico Superior (Ramos: 1996). Su relleno es neopaleozoico (López Gamundí *et al.*: 1994) con migración al noreste de los depósitos sinorogénicos que alcanzan los 9 kilómetros (Ramos y Kostadinoff: 2005).

Esta cuenca evolucionó hasta el Jurásico, cuando el domamiento térmico y posterior extensión por el desmembramiento de Gondwana, generaron la formación de la Cuenca del Colorado.

En la cuenca de Claromecó se han perforado 4 pozos con resultados negativos (Zilli *et al.*: 2005). Se ha atribuido a la falta de generación de hidrocarburos el mayor inconveniente al no encontrarse un sistema petrolero.

Cuenca Ñirihuau

La Cuenca Ñirihuau se extiende por 15.000 kilómetros cuadrados en los andes patagónicos septentrionales, donde forma parte de la faja corrida y plegada del mismo nombre. Se trata de una cuenca de intra-arco, cuya caracterización geodinámica es compleja debido a la fuerte estructuración a la que ha sido sometida.

La cuenca tendría su origen en el Paleoceno Tardío-Eoceno Medio (Cazau *et al.*: 2005) con el desarrollo del cinturón volcánico Pilcaniyeu, en un ambiente tectónico convergente. La alta velocidad de convergencia y la oblicuidad (Pardo Casas y Molnar: 1984) podrían haber favorecido el desarrollo de una cuenca extensiva (tal vez *back arc*) con fuerte componentes de rumbo. Durante el Oligoceno Inferior y bajo un régimen extensional en el arco y tras arco inducido por la disminución de la velocidad de convergencia con retroceso de la trinchera (Pardo Casas y Molnar: 1987), se produjo la migración del arco al oeste, acompañado de adelgazamiento cortical y el desarrollo de la cuenca de intra arco (Bechis y Cristalini: 2005). Dalla Salda y Franzese (1987) la interpretaron como una cuenca de *pull apart* por la geometría de las secuencias y el arreglo de facies. Sin embargo, la fuerte asimetría de la cuenca y las características del fallamiento extensional sugieren componentes oblicuas (Bechis y Cristalini: 2005), con desarrollo secundario de componentes de rumbo. Durante el Mioceno pasó a estar gobernada por flexión litosférica y adquirió las características de un antepaís de retroarco.

La cuenca es asimétrica, limitada por fallas normales

que controlaron la evolución de una serie de ambientes volcánicos, continentales y marinos, que conformaron dos ciclos (Cazau *et al.*: 2005) asociados a la evolución tectónica del margen subductivo.

El relleno del ciclo basal se caracteriza por la presencia de una serie volcánica riolítica, seguida de una serie andesítica (Cazau *et al.*: 2005) con intercalaciones delgadas de facies fluvio-palustre/lacustres en ambas (Cazau *et al.*: 1989), probablemente desarrolladas en situación de alta acomodación en una cuenca hambrienta en una etapa transgresiva. Culminó con el ingreso marino (Feruglio: 1941), acompañada de desarrollo de sistemas fluvio-deltaicos en arreglos transgresivos-regresivos que marcarían el ritmo de subsidencia.

Los notables cambios de espesores registrados para esta última unidad por Cazau (1972) y Asensio *et al.* (2005), más los arreglos progradacionales y retrogradacionales de las secuencias, sugieren la presencia de bloques intracuencales que separaron depocentros aislados cuya evolución fue controlada por la extensión oblicua que gobernó el *rift* durante el inicio de la etapa de intra-arco.

Un vez consolidada esta cuenca para el Oligoceno (Cazau *et al.*: 2005; Bechis y Cristalini: 2005) y con relación a la migración del arco, el ciclo cuspidal se caracterizó por la presencia de facies volcanoclásticas con alternancia de facies de ambiente marino (Feruglio: 1941; Cazau: 1972, Cazau *et al.*: 2005). Hacia arriba son reemplazados por facies aluviales y lacustres de clímax de *rifting*, que pasaron a secuencias de post *rift* temprano (*sensu* Prosser: 1993), con el desarrollo de ambientes deltaicos y, finalmente, fluviales-lacustres para el *post-rift* tardío. Durante el Mioceno estos depósitos fueron deformados y sobre ellos se depositó la Formación Collón Curá, mientras al sur la deformación compresiva fue posterior y alcanzó estos depósitos sinorogénicos (Cazau *et al.*: 2005).

En la cuenca se cuenta con manaderos de petróleo en la localidad Arroyo de La Mina, un afluente del Río Ñirihuau, ubicado a 15 kilómetros al sur del aeropuerto de San Carlos Bariloche (Cazau *et al.*: 2005) y en las inmediaciones de los pozos Ñirihuau 1 y 2, con TD de 636 mbbp y 1498 mbbp, respectivamente.

Asimismo, se han perforado tres pozos (Ñorquinco x-1; Pichico x-1; Horqueta x-1) con abundantes rastros de petróleo (Cazau *et al.*: 2005).

Cuenca de Somuncurá-Cañadón Asfalto

Ocupa aproximadamente 72.000 kilómetros cuadrados en la región central de la Patagonia septentrional. Está limitada, al norte, por el macizo Norpatagónico; al oeste, por la Dorsal Concepción-Chubut; y al este, por el alto Río Chico-Sierra Grande.

Se trataría de una cuenca intracratónica o *sag basin* que culminó como una cuenca de antepaís (Cortiñas: 1996). Sin embargo, la asimetría de la cuenca, y el control que el movimiento de las fallas ejercieron sobre la sedimentación sugieren un origen más vinculado a un *rift* continental en el sentido Allen y Allen (2005). La ubicación de este sistema siguió una orientación norte-noroeste (Figari *et al.*: 1996) oblicuo al arco Triásico-Jurásico (Cortiñas: 1984); este control de basamento podría estar asociado a

la presencia de anisotropías de basamento (tal vez, suturas pérmicas).

El relleno de *synrift* triásico-jurásico correspondió al desarrollo de un ambiente fluvio-lacustre con intercalaciones volcánicas. Sigue una reactivación tectónica (Figari y Courtade: 1993) en el Valanginiano-Hauteriviano, luego de lo cual la cuenca pasa a su etapa de *postrift* durante el Cretácico-Terciario. Esta reactivación coincide con los fenómenos transtensivos y extensivos que sufrió la Cuenca del Golfo San Jorge (Strelkov *et al.*: 2005), pero también podría asociarse al pasaje de la etapa de *rift* al *post-rift* temprano, cuando todavía las fallas mantenían actividad pero con notable declinación del ritmo de subsidencia.

En el Terciario la cuenca sufrió inversión y transpresión (Cortiñas: 1996) por la orogenia andina que dio lugar al desarrollo de la Dorsal Concepción-Chubut.

En la cuenca se han perforado los pozos Gorro Frigio es-1 y Paso de Indios es-1, de profundidades finales de hasta 2000 mbbp, con manifestaciones de hidrocarburos. ■

Bibliografía

- Allen, P.A. y Allen, J.R., 2005. *Basin Analysis: principles and applications*. Second edition. Blackwell Scientific Publication, 549 p, Oxford.
- Asensio, M., Zavala, C. y Arcuri, M., 2005. *Los sedimentos terciarios del Río Joyel, provincia de Río Negro, Argentina*. XVI Congreso Geológico Argentino, 271-276 p.
- Baldi, J.E. y Nevistic, V.A., 1996. *Cuenca costa afuera del Golfo San Jorge*. En Ramos, V.A. y Turic, M.A. (editores): *Geología y Recursos Naturales de la Plataforma Continental Argentina*. XIII Congreso Geológico Argentino y XXXI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Relatorio 10: 171-192 p.
- Barredo, S.P., 2004. *Análisis estructural y tectosedimentario de la subcuenca de Rincón Blanco, Precordillera Occidental, provincia de San Juan*. Tesis doctoral, 325 p. Universidad de Buenos Aires, Buenos Aires, Argentina. Inédita.
- Barredo, S.P., 2005. *Implicancias estratigráficas de la evolución de las fallas normales del hemigraben Rincón Blanco, cierre norte de la cuenca Cuyana, provincia de San Juan*. VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Actas electrónicas, artículo 9 p. Mar del Plata ISBN 987-9139-40-2.
- Barredo, S., Cristallini, E., Zambrano, O., Pando, G. y García, R., 2008. VII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos; VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Actas 443-446 p. Noviembre 2008. ISBN 978-987-9139-51-6.
- Barredo, S. y Martínez, A., 2008. *Secuencias piroclásticas triásicas intercaladas en la Formación Ciénaga Redonda, Rincón Blanco, San Juan y su vinculación con el Ciclo Magmático Gondwánico del Grupo Choiyoi*. XII Reunión Argentina de Sedimentología. Mayo 2008.
- Barredo, S. P y Ramos, V.A., 2009. *Características Tectónicas Y Tectosedimentarias del Hemigraben Rincón Blanco: Una Síntesis*. Revista de la Asociación Geológica Argentina, 30 p. ISSN: 0004-4822.
- Bellahsen, N. y Daniel, J.M. 2005. *Fault reactivation control on normal fault growth: an experimental study*. Journal of Structural Geology, número 27: 769-780.
- Boll, A. y Hernandez, R., 1985. *Área Tres Cruces. Provincia*

- de Jujuy. *Análisis estratigráfico-estructural. Evaluación como objetivo exploratorio*. Informe inédito. Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF)
- Buck, W.R. 1991. *Mode of continental lithospheric extension*. Journal of Geophysical Research número 96, 20161-20178 p.
- Busby, C. y Ingersoll, R. V. 1995. *Tectonics of sedimentary basins*. Blackwell Scientific Publication, 579 p. Oxford.
- Cazau, L., 1972. *Cuenca de Ñirihuau-Ñorquinco-Cushamen*. En: Leanza, A.F. (editor): *Geología Regional Argentina: 727-740p*.
- Cazau, L., Manzini, D., Cangini, J. y Spalletti, L., 1989. *Cuenca de Ñirihuau*. En Chebli, G. y Spalletti, L. (editores): *Cuencas Sedimentarias Argentinas. Serie Correlación Geológica 6*. Instituto Superior de Correlación Geológica. Universidad de Tucumán: 299-318 p.
- Cazau, L., Cortiñas, J., Reinante, S, Asensio, M., Bechis, F. y Apreada, A., 2005. *Cuenca de Ñirihuau*. En Chebili, G., Cortiñas, J.S., Spalletti, L.A., Legarreta, L y Vallejo, E.L. (editores): *Simposio frontera Exploratoria de la Argentina*. VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, 251-274 p.
- Cortiñas, J., 1984. *Estratigrafía y facies del Jurásico entre Nueva Lubecka, Ferrarotti y Cerro Colorado. Su relación con los depósitos coetáneos del Chubut central*. IX Congreso Geológico Argentino, Actas, 2: 283-299p. Buenos Aires.
- Cortiñas, J., 1996. *La cuenca de Somuncurá-Cañadón Asfalto: sus límites, ciclos evolutivos del relleno sedimentario y posibilidades exploratorias*. XIII Congreso Geológico Argentino y III Congreso de Exploración de Hidrocarburos, Actas I, 147-163 p. Buenos Aires.
- Charrier, R., 1979. *El Triásico en Chile y regiones adyacentes de Argentina, una reconstrucción paleogeográfica y paleoclimática*. Comunicaciones Universidad de Chile, Departamento de Geología, 26: 1-37 p.
- Chebli, G.A., Spalletti, L.A, Rivarola, D., Elorriaga, E y Webster, R.E., 2005. *Cuencas Cretácicas de la Región central de la Argentina*. En Chebili, G., Cortiñas, J.S., Spalletti, L.A., Legarreta, L y Vallejo, E.L. (editores): *Simposio frontera Exploratoria de la Argentina*. VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos 193-215 p.
- Cruz, C., 2005. *El gran desafío de ampliar las fronteras de la exploración*. Petrotecnia, diciembre 2005, 8-21 p.
- Cruz, C.E., Robles, F., Sylwan, C.A y Villar, H.J., 1999. *Los sistemas petroleros jurásicos de la Dorsal de Huincul. Cuenca Neuquina. Argentina*. IV Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Instituto Argentino del Petróleo y del Gas. Tomo I: 175-195 p. Buenos Aires.
- Dalla Salda, L. y Franzese, J., 1987. *Las megafracturas del Macizo y la Cordillera Norpatagónica y la génesis de las cuencas volcano-sedimentarias terciarias*. Revista Geológica de Chile N° 31, 3-13 p.
- DeCelles, P.G. y Giles, K.A, 1996. *Foreland basins systems*. Basin Research, 8:105-123 p.
- Disalvo, A., 2002. *Cuenca del Noroeste: marco geológico y reseña histórica de la actividad petrolera*. En Schiuma, M., Vergani, G. y Hinterwimmer, G. (editores): *Las Rocas reservorio de las cuencas productivas de la Argentina*. V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos: 663-677 p.
- duToit, A.L., 1937. *Our wandering continents*, 336 p. Oliver and Boyd, Edinburgh
- Fernandez Garrasino, C., Laffitte, G y Villar, H., 2005. *Cuenca Chacoparanaense*. VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Simposio Frontera Exploratoria de la Argentina: 97-114 p.
- Fernandez Seveso, F. y Tankard, A., 1995. *Tectonics and stratigraphy of the late Paleozoic Paganzo Basin of western Argentina and its regional implications*. En Tankard, A. J. y Suárez Soruco, R. y Welsink, H.J. (editores): *Petroleum basins of South America*. American Association of Petroleum Geologists. Memoria: 285-301 p. Tulsa.
- Fernandez Seveso, F, Laffitte, G.A. y Figueroa, D., 1996. *Nuevos plays jurásicos en el engolfamiento neuquino, Argentina*. XIII Congreso Geológico Argentino y III Congreso de Exploración de Hidrocarburos. Actas I: 281 p.
- Feruglio, E., 1941. *Nota preliminar sobre la Hoja 40B, San Carlos de Bariloche*. Boletín de Informaciones Petroleras N° 18 (200), 27-64 p.
- Figari, E., Courtade, S. y Constantini, L., 1996. *Mapa geológico satelital de la Cuenca Cañadón Asfalto, área CGSJ-V (Gorro Frigio), entre Gan Gan y la Sierra Cuadrada*. YPF. Provincia del Chubut. Buenos Aires.
- Figari, E., y Courtade, S., 1993. *Evolución tectosedimentaria de la Cuenca Cañadón Asfalto*, Chubut Argentina. XII Congreso Geológico Argentino y II Congreso de Exploración de Hidrocarburos, acta 1, 66-77 p.
- Figueiredo, A.M., Miranda, A.P., Ferreira, R.F. y Zalan, P.V., 1996. *Cuenca de San Julián*. En Ramos, V.A. y Turic, M.A. (editores) *Geología y Recursos Naturales de la Plataforma Continental Argentina*. XIII Congreso Geológico Argentino y XXXI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Relatorio: 193-212 p.
- Fryklund, B., Marshall, A. y Stevens, J., 1996. *Cuenca del Colorado*. En Ramos, V.A. y Turic, M.A. (editores) *Geología y Recursos Naturales de la Plataforma Continental Argentina*. XIII Congreso Geológico Argentino y XXXI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Relatorio: 135-158 p.
- Galeazzi, J.S., 1996. *Cuenca de Malvinas*. En Ramos, V.A. y Turic, M.A. (editores) *Geología y Recursos Naturales de la Plataforma Continental Argentina*. XIII Congreso Geológico Argentino y XXXI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Relatorio: 273-309 p.
- González, M., Tabeada, R. y Stinco, L., 2002. *Cuenca del Golfo San Jorge, Flanco Norte*. En Schiuma, M., Vergani, G. y Hinterwimmer, G. (editores): *Las rocas reservorio de las cuencas productivas de la Argentina*. V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos: 135-154 p.
- Gulisano, C. y Gutiérrez Pleimling, A., 1994. *Field trip guidebook, Neuquina Basin, Neuquen Province*. IV International Congress on Jurassic Stratigraphy and Geology.
- Jordan, T.E., Isaacks, B., Ramos, V.A. y Allmendinger, R.W., 1983. *Mountain building in the Central Andes*. Episodio 3: 20-26 p.
- Juan, R., de Jager, J., Russell, J y Gebjard, I., 1996. *Flanco norte de la Cuenca del Colorado*. En Ramos, V.A. y Turic, M.A. (editores) *Geología y Recursos Naturales de la Plataforma Continental Argentina*. XIII Congreso Geológico Argentino y XXXI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Relatorio 117-133 p.
- Holdsworth, R.E., Hand, M., Miller, J.A. y Buick, I.S. 2001. *Continental reactivation and reworking: an introduction*. En Miller, J.A., Holdsworth, R.E., Buick, I.S. & Hand, M. (editores) *Continental Reactivation and Reworking*. Geological

- Society, Londres, Special Publication 184, 1-12 p.
- Huismans, R. S., Podladchikow, Y. y Cloetingh, S., 2001. *Transition from passive to active rifting: relative importance of asthenospheric doming and passive extension of the lithosphere*. Journal of Geophysical Research 106: 11.271-11.291 p.
- Keidel, J., 1916. *La geología de las Sierras de la Provincia de Buenos Aires y sus relaciones con las montañas de Sudáfrica y Los Andes*. Ministerio de Agricultura de la Nación, Sección Geología, Mineralogía y Minería, Anales XI (3): 1-78 p.
- Kokogian, D.A., Seveso, F.F. y Mosquera, A., 1993. *Las secuencias sedimentarias triásicas*. En Ramos V.A. (editor), *Geología y Recursos Naturales de Mendoza*. XII Congreso Geología Argentina y II Congreso de Exploración de Hidrocarburos. Relatorio I (7): 65-78 p, Mendoza.
- Kuszniir, N.J. and Ziegler, P.A., 1992. *The mechanics of continental extension and sedimentary basin formation; a simple shear/pure shear flexural cantilever model*. Tectonophysics, 215: 117-131 p.
- Legarreta, L. y Gulisano, C.A., 1989. *Análisis estratigráfico secuencial de la Cuenca Neuquina (Triásico Superior-Terciario Inferior)*. En Chebli, G. y Spalletti, L. (editores): *Cuencas Sedimentarias Argentinas*. Serie Correlación Geológica 6. Instituto Superior de Correlación Geológica. Universidad de Tucumán, 221-243 p. San Miguel de Tucumán.
- Llambías, E.J., Leanza, H.A. y Carbone, O., 2007. *Evolución Tectono-magmática durante el Pérmico al Jurásico temprano en la cordillera del Viento (37°05'S – 37°15'S): Nuevas evidencias geológicas y geoquímicas del inicio de la Cuenca Neuquina*. Revista de la Asociación Geológica Argentina 62 (2): 217-235 p.
- López Gamundí, O.R., Espejo, I.S., Conaghan, P.J., Powel, Mac A. y Veevers, J.J., 1994. *Southern South America*. En Veevers, J.J. y Mac A. Powell (editores): *Permian-Triassic Pangea basins and floodbelts along Panthalassan margin of Gondwanaland*. Geological Society of America. Memoria 184: 281-329 p.
- Mancuso, A.C., Chemale, F., Barredo, S.P., Ávila, J.N., Ottone, G y Marsicano, C., 2010. *Age constraints for the northernmost outcrops of the Triassic Cuyana Basin, Argentina*. Journal of Southamerican Earth Sciences. (en prensa).
- Marinelli, R.V. y Franzin, H.J., 1996. *Cuencas Rawson y Península Valdés*. En Ramos, V.A. y Turic, M.A. (editores): *Geología y Recursos Naturales de la Plataforma Continental Argentina*. XIII Congreso Geológico Argentino y XXXI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Relatorio 159-169 p.
- Milana, J.P. y Alcober, O., 1994. *Modelo tectosedimentario de la cuenca triásica de Ischigualasto (San Juan, Argentina)*. Revista de la Asociación Geológica Argentina 49: 217-235 p.
- Palma, M.A., 1989. *La evolución tectosedimentaria durante el ciclo gondwánico en la región extraandina de la provincia de Santa Cruz*. Reunión sobre geotranssectas de América del sur. Mar del Plata, 102-105 p. Montevideo.
- Pardo Casa, F. y Molnar, P., 1984. *Relative motion of the Nazca (Farallón) and South American Plates since Late Cretaceous time*. Revista Tectonics N° 6, 233-248 p.
- Peroni, G., Cagnolatti, M. y Pedrazzini, M., 2002. *Cuenca Austral: Marco geológico y reseña histórica de al actividad petrolera*. En Schiuma, M., Vergani, G. y Hinterwimmer, G. (editores): *Las rocas reservorio de las cuencas productivas de la Argentina*. V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos: 11-20 p.
- Pezzi, E.E. y Mozetic, M.E., 1989. *Cuencas sedimentarias de la región chacoparanaense*. En Chebli, G. y Spalletti, L. (editores): *Cuencas Sedimentarias Argentinas*. Serie Correlación Geológica 6. Instituto Superior de Correlación Geológica. Universidad de Tucumán: 65-78 p, San Miguel de Tucumán.
- Prosser, S. 1993. *Rift-related linked depositional systems and their seismic expression*. En Williams, G.D. y Dobbs, A. (editores): *Tectonic and Seismic Sequence Stratigraphy*. Geological Society of London. Special Publication 71, 35-66 p.
- Ramos, V.A., 1984. *La Patagonia: ¿un continente a la deriva?* IX Congreso Geológico Argentino 2: 311-328 p.
- Ramos, V.A., 1986. *El diatrofismo oclóyico: un ejemplo de tectónica de colisión durante el Eopaleozoico en el noroeste argentino*. Revista del Instituto de Ciencias Geológicas, Jujuy 6: 104-118 p.
- Ramos, V.A., 1988. *Tectonic of the Late Proterozoic – Early Paleozoic: a collisional history of Southern South America*, Episodios 11(3): 168-174 p.
- Ramos, V.A., 1996. *Evolución Tectónica de la Plataforma Continental Argentina*. En Ramos, V.A. y Turic, M.A. (editores): *Geología y Recursos Naturales de la Plataforma Continental Argentina*. XIII Congreso Geológico Argentino y XXXI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Relatorio 21: 385-404 p.
- Ramos, V.A., 2000. *The Southern central Andes*. En Cordani, U.G., Milani, E.J., Thomaz Filho, A y Campos, D.A. (editores): *Tectonic Evolution of South America*. XXXI International Geological Congress: 561-604 p. Brasil.
- Ramos, V.A. y Kay, S.M. (1991). *Triassic rifting and associated basalts in the Cuyo basin, Central Argentina*. En Harmon, R.S. y Rapela, C.W. (editors) *Andean Magmatism and its Tectonics Setting*, Geological Society of America, Special Paper V, 265, 79-91 p.
- Ramos, V.A. y Konstadinoff, J., 2005. *La Cuenca de Claromecú*. En Barrio, R.E., Etcheverry, R.O., Caballé, M.F. y Llambías, E.J. (editores): *Geología y Recursos Minerales de la Provincia de Buenos Aires*. XVI Congreso Geológico Argentino. Relatorio, 473-480 p.
- Rapela, C.W., Pankhurst, R.J. Fanning, C.M. y Greco, L.E., 2003. *Basement evolution of the Sierra de la Ventana Fold Belt: new evidence for Cambrian continental rifting along the southern margin of Gondwana*. Journal of the Geological Society, London, 160: 613-628 p.
- Robbiano, J.A. y Arbe, H.A. y Gangui, A., *Cuenca Austral marina*. En Ramos, V.A. y Turic, M.A. (editores): *Geología y Recursos Naturales de la Plataforma Continental Argentina*. 13º Congreso Geológico Argentino y 31º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Relatorio, 323-341 p.
- Ross, J.G., Pinchin, J, Griffin, D.G., Dinkelman, M.G., Turic, M y Nevistic, V.A., 1996. *Cuencas de Malvinas Norte*. En Ramos, V.A. y Turic, M.A. (editores): *Geología y Recursos Naturales de la Plataforma Continental Argentina*. XIII Congreso Geológico Argentino y XXXI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Relatorio: 253-271 p.
- Rossello, E.A, Limarino, C.O, Ortiz, A. y Hernández, N., 2005. *Cuencas de los Bolsones de San Juan y La Rioja*. En



CONGRESO SOBRE INTEGRIDAD EN
INSTALACIONES DE GAS Y PETRÓLEO

Hotel Meliá
Ciudad de Buenos Aires
13 al 15 de julio

Exposición de Trabajos Técnicos
Conferencias
Mesas Redondas

Más información:
www.iapg.org.ar

Instituto Argentino del Petróleo y del Gas

Maipú 639 - 1006 Buenos Aires, Argentina
Tel.: 54-11- 5277- 4274 - Fax: 54-11- 5277- 4263
e-mail: congresos@iapg.org.ar
www.iapg.org.ar



INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

- Chebli, G., Cortiñas, J.S., Spalletti, L.A., Legarreta, L y Vallejo, E.L. (editores): *Simposio Frontera Exploratoria de la Argentina*. VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, 147-173 p.
- Runkel, A.C. Millar, J.F., McKay, R.M., Palmer, A.R. and Taylor, J.F., 2007. *High-resolution sequence stratigraphy of lower Paleozoic sheet sandstones in central North America: The role of special conditions of cratonic interior in development of stratal architecture*. Geological Society of America Bulletin 119 (7/8): 860-881 p.
- Salfity, J.A. y Marquillas, R.A., 1999. *La cuenca cretácico-terciaria del norte argentino*. En Caminos, R. (editor): *Geología Argentina*. Instituto de Geología y Recursos Minerales. Servicio Geológico Minero Argentino. Anales 20, 613-626 p.
- Salomone, F., Biocca, M.I., Amoroso, A., Arocena, J.C., Ronaduan, G., Guerberoff, D. Y Palacio, L., 2002. *Cuenca del Golfo San Jorge, Flanco Sur*. En Schiuma, M., Vergani, G. y Hinterwimmer, G. (editores): *Las rocas reservorio de las cuencas productivas de la Argentina*. V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, 155-174 p.
- Schlische, R.W., Withjack, M.O. y Eisenstadt, G. 2002: *An experimental study of the secondary deformation produced by oblique-slip normal faulting*. American Association of Petroleum Geologists, Bulletin 86, 885-906 p.
- Starck, D., 1995. *Silurian-Jurassic Stratigraphy and basin evolution of Northwestern Argentina*. En Tankard, A.J. Suarez, R.S. y Welsink, H.J. (editores): *Petroleum Basins of South America*. American Association of Petroleum Geologists. Memoria 62, 251-267 p.
- Starck, D., Rodríguez, A. y Constantini, L., 2002. *Los Reservorios de las formaciones Tupambí, Tarija, Las Peñas y San Telmo*. En Schiuma, M., Vergani, G. y Hinterwimmer, G. (editores): *Las rocas reservorio de las cuencas productivas de la Argentina*. V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos: 699-716 p.
- Strelkov, E., Clavijo, R., Suarez, F., Rodríguez, J. Basile, Y. y Managua, J., 2005. *Cuenca del Golfo San Jorge*. En Chebli, G., Cortiñas, J.S., Spalletti, L.A., Legarreta, L y Vallejo, E.L. (editores): *Simposio Frontera Exploratoria de la Argentina*. VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos: 275-288 p. Mar del Plata.
- Sylwan, C.A., Rodríguez, J.F y Strlekov, E.E., 2008. *Petroleum System of the Golfo San Jorge basin, Argentina*. En Cruz, C. E., Rodríguez, J.F., Hechem, J.J. y Villar, H.J. (editores): *Sistemas Petroleros de las cuencas andinas*. VII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Imaginando un nuevo siglo: 53-78 p.
- Tankard, A.J., Uliana, M.A., Welsik, H.J., Ramos, V.A., Turic, M., França, A.B., Milani, E.J., Brito Neves, B.B., Eyles, N., Skarmeta, J., Santa Ana, H. Wiens, F., Cirbián, M., López-Paulse, O., Germs, G.J.B., Dewit, M.J., Machacha, T. y Millar, R.M.G., 1995. *Structural and tectonic controls of basin evolution in Southwestern Gondwana during the Phanerozoic*. En Tankard, A. J. y Suárez Soruco, R. y Welsink, H.J. (editores): *Petroleum basins of South America*. American Association of petroleum geologists. Memoria 62, 5-52 p. Tulsa.
- Tavella, G.F. y Wright, Ch. G., 1996. *Cuenca del Salado*. En: Ramos, V.A. y Turic, M.A. (editores): *Geología y Recursos Naturales de la Plataforma Continental Argentina*. 13º Congreso Geológico Argentino y 31º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Relatorio: 95-116 p.
- Turic, M., 2009. *La exploración en el margen continental y sus perspectivas*. Petrotecnia, abril 2009, 10-16 p.
- Uliana, M. A., Biddle, K. T., Cerdan, J., 1989. *Mesozoic extension and the formation of the Argentine Sedimentary Basins*. En Tankard, A. J., Balkwill, H.R., (editores): *Extensional Tectonics and Stratigraphy of the North Atlantic Margins*. American Association of Petroleum Geologists, Memoria 46, 599-613 p.
- Urien, C.M. y Zambrano, J.J., 1996. *Estructura de la Plataforma Continental Argentina*. En Ramos, V.A. y Turic, M.A. (editores): *Geología y Recursos Naturales de la Plataforma Continental Argentina*. XIII Congreso Geológico Argentino y XXXI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Relatorio, 29-66 p.
- Vayssaire, A., Prayitno, W., Figueroa, D. y Quesada, S., 2008: *Petroleum system of deep water Argentina: Malvinas and Colorado basins*. En Cruz, C. E., Rodríguez, J.F., Hechem, J.J. y Villar, H.J. (editores): *Sistemas Petroleros de las cuencas andinas*. VII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Imaginando un nuevo siglo: 33-51 p.
- Zambrano, J.J. 1972. *La Cuenca del Colorado*. En Leanza, A.F. (editor): *Geología regional argentina*. Academia Nacional de Ciencias, 419-438 p. Córdoba.
- Zilli, N., Vallejo, E., Pelliza, H. y Dos Santos, P., 2005. *El esfuerzo exploratorio en Argentina*. En Chebli, G., Cortiñas, J.S., Spalletti, L.A., Legarreta, L y Vallejo, E.L. (editores): *Simposio frontera Exploratoria de la Argentina*. VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos: 5-40 p.

Silvia P. Barredo

Facultad de Ciencias Exactas y Naturales, UBA; Instituto Tecnológico de Buenos Aires, ITBA; Instituto del Gas y del Petróleo, UBA.

Doctora en Geología de la FCEyN (UBA).

Profesora de la carrera Ingeniería en Petróleo y del posgrado del Instituto Tecnológico Buenos Aires. Además, profesora del posgrado del Instituto del Gas y del Petróleo de la Universidad de Buenos Aires. Autora de publicaciones nacionales e internacionales referidas a tectónica y sedimentación y a geodinámica de cuencas sedimentarias.

Luis P. Stinco

Licenciado en Ciencias Geológicas de la FCEyN (UBA).

Vicepresidente de Desarrollo de Activos de Occidental Argentina Exploration and Production, Inc. Profesor de la carrera de Ingeniería en Petróleo y del posgrado del Instituto Tecnológico Buenos Aires. Asimismo, profesor del posgrado del Instituto del Gas y del Petróleo de la Universidad de Buenos Aires.



Congreso de Producción del Bicentenario

"El desafío de producir más energía"

Centro de Convenciones de la ciudad de Salta,
del 18 al 21 de mayo de 2010



INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

- Presentación de Trabajos Técnicos
- Conferencias
- Mesas Redondas
- Muestra comercial

www.iapg.org.ar/congresos/2010/bicentenario

Pan American
ENERGY

YPF

PETROBRAS



pluspetrol

REFINOR



Tecpetrol



Tenaris

COMPRESSCO
DE ARGENTINA S.R.L.

SMITH

TECNA

WÄRTSILÄ

DATCO

SECCO



Petrotecnia hace 50 años



"Saber hacer"

Quizás más importante que la magnitud de su capital, de un acervo indiscutido de inventiva y experiencia, es el "know-how" o "saber hacer".

Es el "saber hacer" que se transmite de generación a generación en una gran empresa —de la potencialidad de SHELL herencia técnica y enfrentar con eficacia los problemas cambiantes en el mundo del petróleo...y este es el m

SHELL COMPAÑÍA ARGENTINA



HOMENAJE A MAYO

La ciudadanía celebró jublosa el 150 aniversario de la Revolución de Mayo. Aún se prolongan los actos con que diversas entidades se adhieren a la magna fecha, como un intento de revitalizar en el tiempo, las excelsas virtudes morales que cimentaron el nacimiento de nuestra patria, fluyendo impetuosas un día de mayo de 1810, para concretar en los hechos un noble sentimiento emancipador.

Ciento cincuenta años después, el escenario de aquellos hechos se ha transformado totalmente; la realidad vital ha sufrido las modificaciones impuestas por el proceso civilizatorio, y nuevas modalidades atestiguan el devenir histórico. Pero 150 años después, el unánime homenaje a quienes gestaron un hecho de singular trascendencia, demuestra la inmutabilidad de valores espirituales, cuya vigencia podrá desdibujarse ante determinadas circunstancias, pero nunca desaparecer por completo, ya que están conconstanciados con la realidad cultural de un pueblo.

Las páginas de esta publicación, portadoras habitualmente de una especialización que hace a su carácter técnico, no pueden dejar pasar por alto la oportunidad de sumarse a la celebración de la efemérides patria, rindiendo en estas sencillas líneas, su sentido homenaje a la gesta de Mayo. La tarea de divulgación técnica y científica, al cooperar al progreso argentino, constituye una manifestación más del patriótico anhelo que a todos nos une, participando de propósitos semejantes a los que alentaron fervorosamente los prohombres de nuestra historia.

Otras realizaciones dirán de la adhesión del Instituto Argentino del Petróleo a la conmemoración; mientras tanto, su órgano de difusión, PETROTECNIA, en su edición de Mayo, consigna con estas líneas su homenaje.

**A LA PATRIA
EN SU CUMPLEAÑOS...**



OLEODUCTO CAMPO DURAN - SAN LORENZO

**DEL MENSAJE PRESIDENCIAL
DEL 1° DE MAYO DE 1959**

"El oleoducto de CAMPO DURAN a SAN LORENZO, podrá ser
"abierro en los primeros meses del año próximo, cuando sea
ten de las plazas previstas para su construcción."

1.492 Kms.



Y.P.F. proyectó y controló con
TECHINT la construcción del tramo
del oleoducto de 572 kms. que va
de Campo Durán a Tucumán.
SARGO S.A. adjudicataria de todos
los obra de la Licitación Pública
5180 proyectó y subcontrató con
TECHINT la construcción del tramo del
oleoducto de 920 kms. que va de
Tucumán a San Lorenzo.
El ritmo impuesto por SARGO a la pro-
yección de la obra y suministro de
materiales y por TECHINT a la construcción,
posibilitaron la habilitación de este impor-
tante tramo, mucho antes de las plazas con-
traídas previstas para su conclusión.
TECHINT con la construcción del oleoducto
Campo Durán San Lorenzo en el que se emplea-
ron maquinarias por valor de 1.600.000 dólares
ha completado la construcción en el país de oleo-
ductos y gasoductos por una extensión total de
3120 kms.

ORGANIZACION
TECHINT S.A.C.



CORDOBA 320
CAPITAL



QUE-TANQUE PARA Y.P.F.



El presidente de Y.P.F., doctor Aguirre Lapuerta, preside en el acto de lotería del nuevo juego tanque construido por Astoria. De
izquierda, el señor Justo Cusi de Aguirre Lapuerta, procederá a iniciar
la suerte.

AUTORIZASE LA INSTALACION DE UNA PLANTA PETROQUIMICA

Por decreto del Poder Ejecutivo,
la firma Fish International
Corporation de Panamá, y sus
socios, han sido autorizados a
efectuar una inversión de capital
extranjero en el país, destinada
a la instalación de una planta
petroquímica, cuya cuota de participación
debe ser de 100 millones de dólares.

La integración final de la em-
presa y su capacidad de produc-
ción en los distintos rubros, de-
berá ser consultada a aprobación,
juntamente con el plan de instala-
ción, industrial, dentro del térmi-
no de 180 días.

AMPLIA SUS INSTALACIONES UNA IRMA FABRICANTE DE CAÑOS

Irma S.A. ha instalado
hoy nuevo tipo de planta
para la fabricación de grandes
caños por el sistema de arco
eléctrico sumergido, con altura
longitudinal en la medida de 10
a 30 pulgadas. Se trata de un
nuevo proceso con patente mun-
dial en los países más industria-
lizados. El uso de ello se apli-
ca dicho sistema. En este proceso
hay que destacar que los caños
son fabricados por una máquina
totalmente distinta de las comu-
nes hasta la fecha, pues no es
necesario el uso de prensa, má-
quina de rodillos, máquina fac-

toradora de perfil, sistema de
enfriamiento conocido.

Con este nuevo proceso se pue-
den construir caños de pared muy
delgada, desde 2 milímetros y
may gruesos de hasta 14 milíme-
tros, con larga longitud. Ancha-
mente, por los medios de trans-
porte. También se pueden fabri-
car caños de distintas molduras
o formas: cuadrados, hexagonales
o rectangulares en grandes ta-
maños y espesor. El estableci-
miento ocupa una extensión de
12.600 m² con 12.000 m³ cubier-
tos.

... para el
transporte de carga cuenta
con ocho estanques cuya ca-
pacidad total es de 2.100 me-
tros cúbicos servidos por cua-
tro bombas rotatorias, accio-
nadas también eléctricamen-
te, de 230 metros cúbicos por
hora cada una, que facilita-
rán la descarga del buque en
dos horas y media, aproxima-
damente.

Fabricación de maquinaria para el
sector petrolero en ENTRADA 31223,
y en ENTRADA 31213.
con sucursales de Buenos
Aires y Bahía Blanca.
Atención técnica,
CALIDAD, PRECISIÓN,
EFICIENCIA y ECONOMÍA,
reflejadas en los precios
SOLICITUD FORMAS 7417

APROBADO POR
CAS DEL ESTADO

1914 Calle Comercio, Oficina de S. 111
teléfono 972 y 912
1970 Calle Comercio, Oficina 305 - 102 y 106

CALIDAD Y SEGURIDAD
OTTONELLO S.A.

DISPONGO



Hidrotratamiento de nafta y *diesel* en Refinería Bahía Blanca:

atendiendo a los futuros límites del azufre

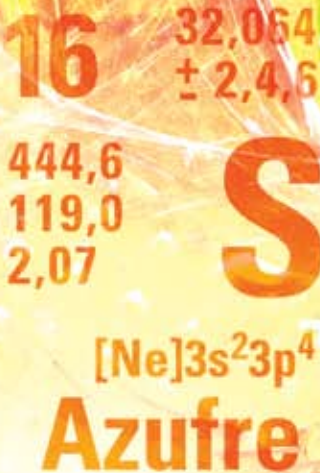
Por **Víctor Miguel** y **Luis Passini**
Petrobras Argentina S.A.

Los autores de esta nota destacan un proyecto de dos plantas que servirán para reducir el contenido de este contaminante en los combustibles líquidos.

La legislación de distintos países revela una tendencia a nivel mundial a la reducción progresiva del contenido de azufre en los combustibles líquidos, ya sea en naftas como en *diesel*. De hecho, el objetivo de más largo plazo es alcanzar las 10 ppm en peso para dar lugar a los denominados combustibles *ultra low sulphur gasoline* (ULSG) y *ultra low sulphur diesel* (ULSD).

Esta evolución hacia combustibles con menor contenido de contaminantes ambientales se ha dado en forma simultánea con el desarrollo de los motores, en particular los *diesel* clasificados como Euro IV en la legislación que ya se está implementando en Europa.

En la Argentina se sigue la misma tendencia en cuanto a legislación y también en cuanto a calidad, al compás de la incorporación de vehículos con motores *diesel – common rail – a*



150ppm

50ppm

500ppm

1500ppm

50ppm

nuestro parque automotor, los cuales requieren el mencionado combustible *diesel* para una mejor *performance* y para el control de emisiones.

La legislación aplicada en Argentina, que incluye la resolución 1283/86 y la más reciente 478/09, ha establecido las distintas especificaciones de combustibles para el período comprendido entre 1986 y 2012, cuyas metas, en materia de reducción de azufre en naftas y *diesel* de alto grado, pueden resumirse en la siguiente tabla:

	1° de julio de 2009	1° de julio de 2010
Nafta grado 2	300 ppm	150 ppm
Nafta grado 3	150 ppm	50 ppm
Diesel grado 2	1500 ppm	500 ppm
		150 ppm ^(*)
Diesel grado 3	50 ppm	50 ppm

(*) diferencias según grandes ciudades y resto del país

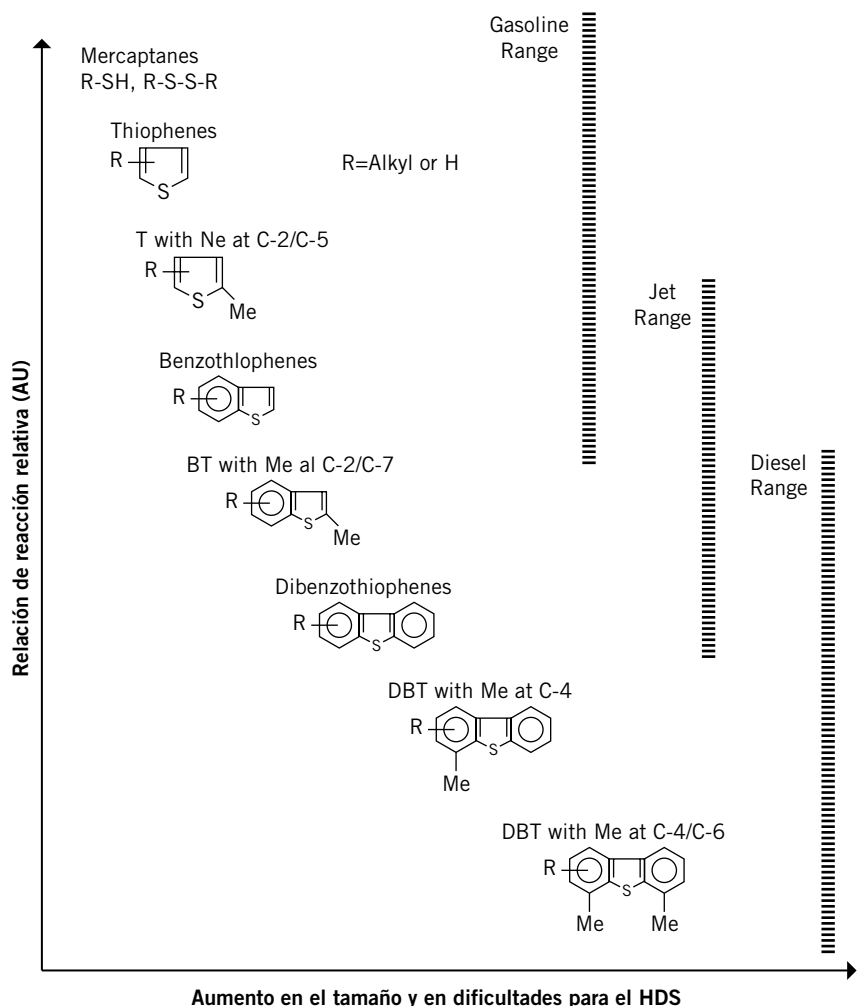
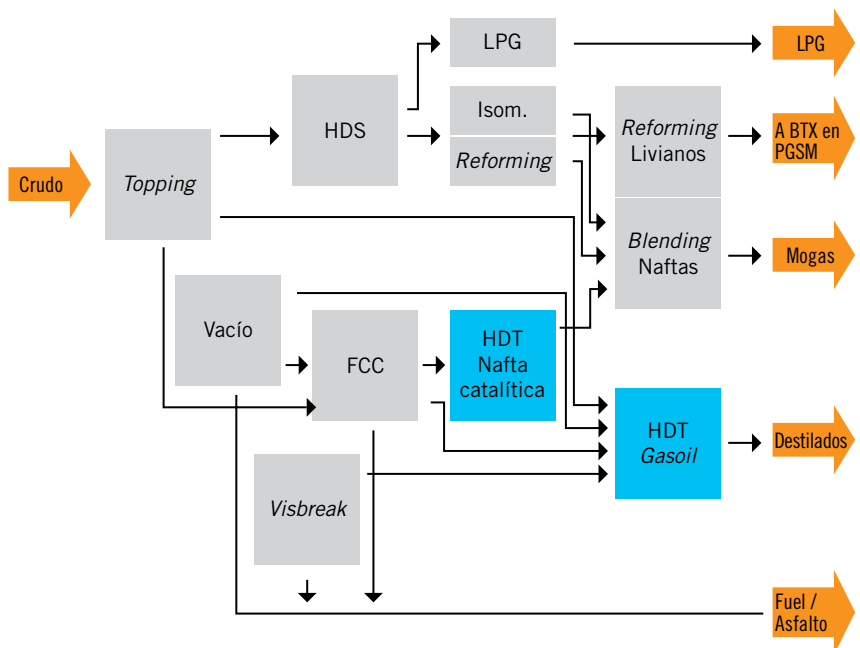
Para cumplir con estos límites del contenido de azufre, Petrobras ha desarrollado un proyecto denominado *Adecuación de la Calidad de Refino Bahía Blanca (ACAR BB)*, en el que se plasma la ingeniería de las nuevas instalaciones bajo estándares internacionales y también los estándares corporativos en materia de calidad, seguridad y medio ambiente.

Las actividades realizadas y las inversiones resultantes de este proyecto son analizadas bajo la metodología FEL del IPA.

Petrobras es una compañía que participa en el sector de combustibles en la producción en sus refinerías y comercialización de naftas, *diesel*, *fueloil* y asfaltos.

En refinación, la empresa tiene una capacidad instalada de 12500 metros cúbicos diarios. Uno de sus principales activos es la Refinería Bahía Blanca (RBB), con una capacidad de 4800 metros cúbicos por día de crudo. RBB es una refinería de baja escala, aunque se encuentra bien integrada y presenta varios procesos de conversión (reformado, *cracking* catalítico, isomerización y *visbreaking*) e incluye extracción de corrientes ricas en benceno.

En el siguiente diagrama se describen las principales instalaciones con que cuenta la refinería incluso las nuevas unidades de hidrotreatmento que se requieren instalar (destacadas en otro color).



El alcance del proyecto ACAR BB comprende la adecuación de las actuales instalaciones y servicios a los requerimientos de las nuevas unidades del proceso:

- Hidrotatamiento de Nafta Catalítica (tecnología Prime G+).
- Hidrotatamiento de Diesel (Tecnología Prime D).
- Unidad de recuperación de gases con aminas (ARU).
- Unidad de despojamiento de aguas agrias (SWS).
- Adecuación de servicios y *offsites*.

Función de las unidades de hidrotatamiento

En general, podemos decir que una unidad de hidrotatamiento (HDT) puede ser diseñada para admitir distintas cargas o alimentaciones mediante el uso de hidrógeno como correctivo, y cumplir una o varias de las siguientes funciones:

- Hidrodesulfurización (HDS).
- Hidrodesnitrogenación (HDN).
- Incremento de cetanos.

En nuestro caso, la función principal es la de HDS, que se logra mediante la hidrogenación de los compuestos de azufre.

En este proceso, los mercaptanos, sulfuros y disulfuros reaccionan con facilidad y en forma exotérmica en contacto con el hidrógeno. Así, se producen los compuestos saturados o aromáticos correspondientes, que liberan sulfuro de hidrógeno y consumen hidrógeno.

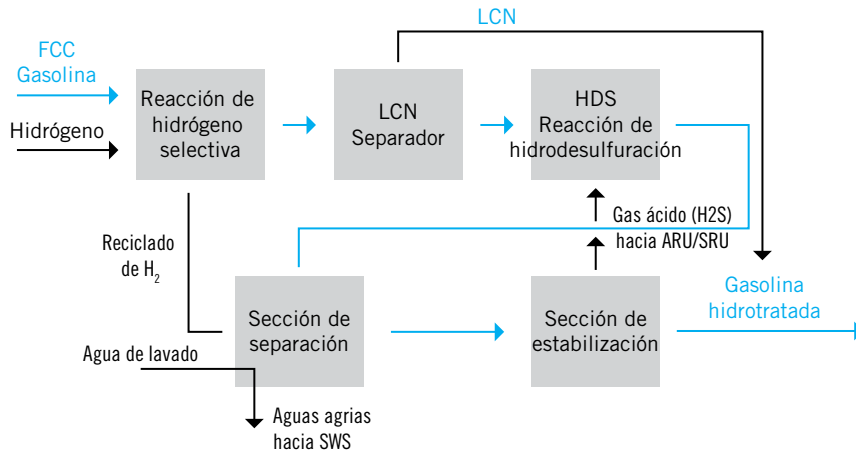
El azufre combinado en los compuestos cíclicos de estructura aromática, como el tiofeno, es más difícil de eliminar y esto se muestra en el siguiente gráfico en referencia al tipo de corte para hidrotatar.

Alcanzar bajos niveles de azufre se vuelve más complejo a medida que se llega a niveles por debajo de las 50 ppm. Este factor ha sido tenido en cuenta para el escalonamiento de inversiones de cada unidad (HDT de nafta y HDT de *diesel*).

Características de las unidades proyectadas

1. Hidrotatamiento de nafta catalítica

Esta nafta de la unidad de FCC es la mayor contribuyente de azufre en



el *pool* de naftas y, en consecuencia, se la tratará en la nueva unidad al tomarla desde el fondo de la torre debutanizadora o bien desde la fraccionadora de FCC.

El objetivo del hidrotatamiento es reducir el contenido de azufre presente en esta nafta y minimizar la pérdida de octanos que se produce por la saturación de olefinas de alto octano hacia parafinas de bajo octano.

Las tecnologías convencionales de desulfuración resultan en una significativa pérdida de octanos (RON+MON)/2 en 5 o 10 puntos, lo que es inaceptable. La tecnología Prime G+ logra altos niveles de desulfuración, al mismo tiempo que evita pérdidas sustanciales del número de octanos; esto se logra gracias a una hidrogenación selectiva seguida de una hidrodesulfuración en un sistema dual de catalizadores.

El proceso convencional de Prime G+ consta básicamente de dos etapas de hidrotatamiento con una etapa intermedia de fraccionamiento (*splitter*), donde puede separarse la fracción liviana (LCN) de la pesada (HCN), con distintas cantidades de

azufre y olefinas.

En la primera etapa de hidrogenación selectiva (SHU), la nafta se pone en contacto con el hidrógeno; en el reactor se saturan las diolefinas, se isomerizan las olefinas y se convierten los mercaptanos y sulfuros livianos en compuestos azufrados más pesados. La eliminación de diolefinas previene de reacciones de polimerización en otras partes del proceso que provocarían un aumento de la caída de presión y posterior de la unidad.

En la etapa intermedia o de fraccionamiento, se separa una corriente liviana (LCN) -de alto octanaje y bajo azufre- de una fracción pesada (HCN) - los compuestos de azufre más refractarios-. Esta última corriente afluyente es enviada directamente a la sección HDS, donde se trata en dos reactores, uno primario y otro de terminación con catalizadores duales.

A continuación se lava y separa el efluente del reactor, lo que genera una nafta hidrotratada, una corriente de agua de lavado agotada y otra gaseosa de hidrógeno que se recicla al proceso.

Finalmente, la nafta hidrotratada

Tecnología	Prime G+(Axens)
Objetivo	HDS de Nafta de FCC
Carga	965 m ³ /d~6073 bpsd Nafta de FCC (S-529 ppm, mercaptanos = 26 ppm, olefinas = 46,6%, MAV = 13,4)
Hidrógeno	H ₂ (Reforming/proveedor externo) H ₂ /HC(SOR/EOR) ratio is equal to 300 Nm ³ /Sm ³
Productos	Nafta de FCC con S<70 ppm delta RON: 2.0 delta MON: 0.6
Esquema de proceso	Fase I: S<70 ppm Secciones: reacción SHU, reacción HDS, separación, estabilización 3 reactores, horno, absorción de H ₂ S, estabilizadora Fase II: S<20 pp, Sección adicional: <i>Splitter</i> LCN/HCN Catalizadores: Ni, Ni Mo, Co Mo

ingresa en la sección de estabilización donde se separan los gases agrios generados en la unidad, que se envían a tratamiento con aminas para su recuperación.

Esta configuración de proceso, con el *splitter* incluido, es la usualmente hecha por Axens.

En este caso, Petrobras decidió construir esta unidad en dos fases, de forma tal de cumplir con las limitaciones de azufre en forma escalonada, según lo exige la legislación, sin resignar calidad de producto ni flexibilidad de diseño. Esto implica alcanzar un contenido de azufre de 70 ppm en una primera fase y, en una segunda fase, con la mínima inversión asociada a la incorporación del *splitter*, alcanzar las 20 ppm como máximo.

Esta estrategia redundará en un manejo óptimo de las inversiones con menores costos fijos y operativos.

Hidrotratamiento de *diesel*

Esta unidad producirá *diesel* hidrotratado con un contenido de azufre menor a 50 ppm a partir de una mezcla controlada de las corrientes de *gasoil* producidas en la refinería:

- SRGO de destilación atmosférica – *Topping* 1 y 2.
- *Kerosene* de destilación atmosférica – *Topping* 1y 2.
- LVGO de destilación al vacío.
- LCO de FCC.

Todas las corrientes se almacenan y homogenizan en un tanque de alimentación previo a la unidad, excepto el LCO, el cual es alimentado directamente desde la unidad de FCC.

La carga de la unidad se alimenta a alta presión en la sección de HDS, donde se mezcla con hidrógeno y se acondiciona antes de ingresar al reactor de desulfuración, a través de un distribuidor especial. Luego de reaccionada, la corriente ingresa a un separador donde se retiran el *diesel* hidrotratado -que pasa al *stripper*-, el hidrógeno que se recicla y el agua de lavado.

Finalmente, el *diesel* hidro-

tratado se despoja con vapor y se eliminan las corrientes de subproductos generadas, que son

- nafta *craqueada*;
- gases agrios, enviados a la regeneración con aminas;
- aguas agrias, enviadas a otro *striper*.

En forma similar a Prime G+, se ha calculado la inversión al nivel de desulfuración requerido incluyéndose, además de la etapa inicial con una especificación de 50 ppm, la posibilidad de aumentar la capacidad de desulfuración hasta alcanzar las 10 ppm.

Para ello, en el diseño de la unidad

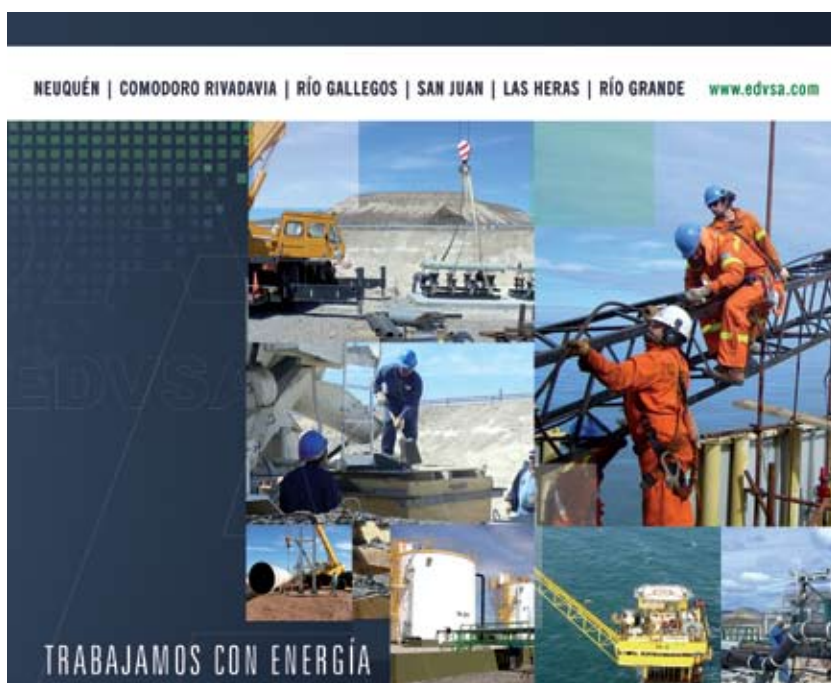
se consideró un sobrediseño en el compresor de reciclaje y en las presiones de los equipos del lazo de reacción HDS, de forma tal que, en esa eventual segunda etapa, sólo se requiriera incorporar un segundo reactor.

Unidad de recuperación de gases con aminas

Carga: 2100 kg/h de gases agrios de Prime D y Prime G+

DEA Rica de Prime G+

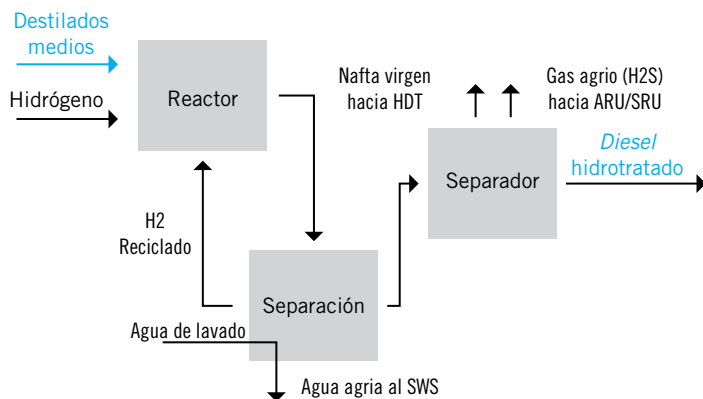
Productos: Gas dulce. H₂S (enviado a planta Claus – Scott ~ URA)



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

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





Tecnología	Prime D (Axens)
Objetivo	HDS de destilados medios
Carga	2200 t/d = 2600 m ³ /d - 16300 bpsd GOL+K (Topp) LVGOL VBGO LCO (FCC) (S- blend - 2800 ppm en peso)
Hidrógeno	H ₂ (Reforming/proveedor externo) H ₂ /HC(SOR/EOR) ratio es igual a 150 Nm ³ /Sm ³
Productos	Diesel con S < 50 ppm en peso Wild Naphtha (a HDT Nafta virgen)
Esquema de proceso	Fase I Horno, RX, Compresor de Reciclo, Stripper Fase II Rx adicional Catalizadores: Co Mo, Ni Mo
Rendimiento	99,85

Unidad de despojo de aguas agrias

Carga: 3460 kg/h de aguas agrias de Prime D y Prime G+

Productos: 3300 kg/h de agua despojada H₂S (enviado a planta Claus - Scott ~ URA)

Aspectos de gestión

La estrategia de gestión del proyecto fue concebida bajo la metodología *Front End Loading* (FEL) del IPA, que es la de aplicación usual en Petrobras Brasil, y cuyas etapas se describen en el esquema de la figura:

El IPA audita el nivel de conformidad del proceso FEL con las mejores prácticas de la industria. Para ello, considera tres factores principales: ubicación, diseño y planificación.

Las características que Petrobras considera en cada etapa del proceso FEL para factor del IPA y otros propios se resumen en una tabla anexa.

Hasta la actualidad, el empleo del proceso FEL en este proyecto se resume a continuación:

Visualización (etapa FEL 1)

En esta etapa se comenzó por una

definición de premisas y objetivos del negocio que regirían el desarrollo del proyecto.

Se realizaron, con la asistencia de un tecnólogo internacional, estudios preliminares sobre inversiones, área de implantación requerida y rendimientos típicos de los procesos de hidrot ratamiento.

Con esta información se efectuó una VIP de selección de tecnología, en la cual se analizaron propuestas de Axens y otros dos proveedores de tecnología en función de atractividad, riesgos y plazos.

Los principales pesos, que se desarrollaron en consecuencia, fueron una verificación de disponibilidad de terrenos, un relevamiento de los aspectos principales de seguridad y medio ambiente, balances de materia y consumo de *utilities* e hidrógeno preliminares, una planificación básica y un estimado de costos +/- 50%.

Proyecto conceptual (etapa FEL 2)

En esta etapa se constituyó un equipo de trabajo multidisciplinario que contó con la presencia de referentes *full time* de las áreas de Operaciones, Mantenimiento y Seguridad y

Medioambiente, además de personal de Abastecimientos. La etapa fue liderada por personal de las áreas de Procesos y Proyectos.

Durante el desarrollo de la ingeniería conceptual se obtuvo información básica de los tecnólogos, se realizaron estudios de las instalaciones existentes, se contrataron estudios de ingeniería de firmas locales y se definieron algunos conceptos y criterios que establecieron la filosofía de diseño del proyecto:

- Ubicación de unidades y *layout* preliminar.
- Verificación mecánica y de contaminación de suelos.
- Estudio de napas.
- Análisis cuantitativo de riesgos.
- Estudios de impacto ambiental.
- Planes preliminares para las etapas de construcción, montaje y puesta en marcha.
- PFD preliminares/balances de materia y energía.
- Consumos de *utilities* e hidrógeno.
- *Data sheets* preliminares de equipos.
- Diseño conceptual de las necesidades OSBL (vapor, agua de refinamiento, EE, etcétera).
- Cronograma y camino crítico de las etapas siguientes (FEED/EPC).
- Estimado de inversiones -15/+30%.

En esta etapa también se realizó una VIP de *constructibilidad* destinada a relevar los aspectos centrales del EPC y en particular a verificar la factibilidad de transporte y montaje de los equipos de mayor porte.

Por último, se definió una estrategia para la ejecución del FEED y EPC basada en la contratación de una empresa de ingeniería y construcciones (EPC) que tuviera capacidad para llevar adelante la etapa FEL 3; además, que esa constructora lo hiciera sobre la base de un *open book*, por si resultaba conveniente para Petrobras generar la oportunidad de continuar trabajando con el mismo contratista.

El desarrollo de FEL 2 fue auditado por el IPA y se obtuvo una calificación *best in class* para esta etapa.

Proyecto básico (etapa FEL 3)

En esta etapa el equipo multidisciplinario de trabajo se completó con la incorporación *full time* de personal de especialidades (mecánica, civil, instrumentación, electricidad, entre otras), proveniente de los sectores de

ANUNCIAMOS STORK MSW AHORA ES

NOV MSW



Stork MSW cuenta con una prolongada reputación en prestar servicios al mercado argentino en lo referente a bombas y equipos de primera calidad. La unión de Stork MSW y National Oilwell Varco® brinda a América Latina un fabricante líder en la industria de bombas alternativas, piezas e insumos.

La línea de productos NOV MSW™ ahora incluye bombas para uso continuo e intermitente disponibles en modelos de simple y doble efecto capaces de funcionar en un rango de caballos de fuerza de 1 a 2250 HP.

NOV MSW además brinda fabricación, capacitación, puesta en marcha y servicio en campo personalizados para satisfacer los requisitos de los clientes de bombas al nivel mundial.

Ingrese en www.novmsw.com.ar o envíenos un correo electrónico a msw@nov.com para más información.



Marcas de NOV

- National®
- Oilwell®
- Wheatley®
- Gaso®
- Omega™
- Bear™
- MSW

NOV NATIONAL OILWELL VARCO

www.novmsw.com.ar

obras y proyectos de la refinería. El liderazgo se transfirió del sector de Procesos a Proyectos/Emprendimientos, en concomitancia con el perfil de los trabajos.

El desarrollo del FEL 3 contó con dos subetapas: en la primera se contrató la ingeniería básica de las plantas de procesos con Axens.

En la segunda etapa se desarrolló, en conjunto con una empresa de EPC seleccionada como contratista principal, el denominado FEED (*Front End Engineering Design*) que terminó de desarrollar la ingeniería básica del tecnólogo en las unidades de procesos, desarrolló la ingeniería básica de los *off sites* y avanzó en desarrollos propios de ingeniería de detalle, para disponer de una planificación y un estimado de costos adecuados para tomar decisiones conforme a los estándares de la compañía.

Junto con el contratista principal también se desarrollaron los restantes aspectos del procedimiento FEL en su etapa FEL 3.

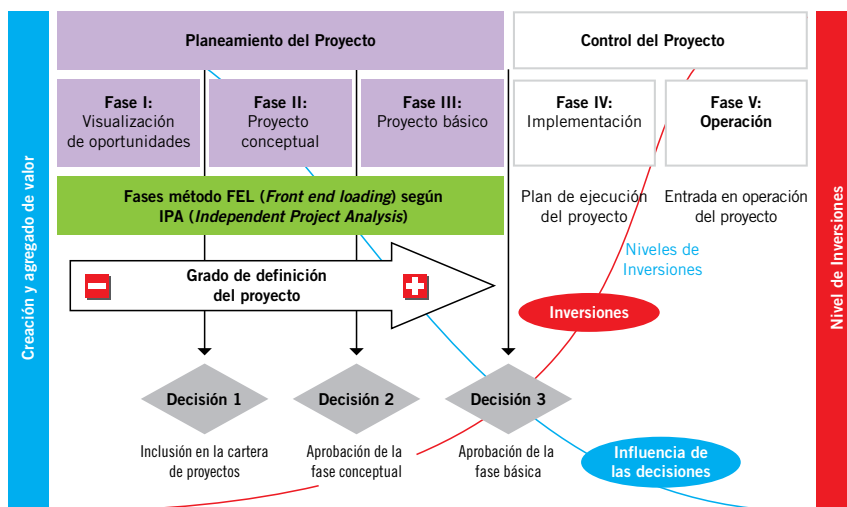
Detalles de etapas finalizadas

Al momento de redactar este trabajo, el FEL 3 se encuentra en sus etapas finales y aguardamos la confirmar el estimado de costos, recibir una auditoría final del IPA y, con ello, presentar la información al directorio para la eventual aprobación del proyecto.

Mientras tanto, destacamos algunos puntos de las subetapas mencionadas: C1) La ingeniería básica de las nuevas plantas (ISBL) estuvo a cargo del tecnólogo Axens bajo un contrato de licencia y transferencia de tecnología.

El esquema de trabajo incluyó un ingeniero de Petrobras, residente en oficinas del tecnólogo, lo que permitió seguir adecuadamente el desarrollo de la ingeniería básica al mantener una comunicación fluida y efectiva entre el grupo de trabajo del tecnólogo y el de Petrobras. Se facilitó así la discusión de criterios y restricciones propios de las instalaciones del cliente. Esta característica se mantuvo durante el seguimiento de las actividades, entre las cuales se destacan:

- KOM para la definición de bases de diseño y de cada unidad y de dise-



ño básico ingenieril.

- Revisión de PFD y optimización energética.
- Incorporación de criterios de diseño para otorgar flexibilidad en *revamp* futuros.
- Revisión de documentos transmitidos durante 4 meses de trabajo con Axens.
- Revisión de PI&D, Hazop, etcétera.
- Evaluación SIS/SIL (norma N2595, equivalente a la norma ISA 91.00.01 / IEC 61508).

C2) Sobre esta información se realizó posteriormente el FEED, caracterizado como una extensión de la ingeniería básica de las unidades ISBL; también, la ingeniería básica extendida de las unidades de servicios y auxiliares, efectuados por el consorcio de empresas de ingeniería Andrade Gutiérrez-Inelectra (AGIN).

Los trabajos del mencionado consorcio fueron supervisados por el equipo de Petrobras, en función de un protocolo establecido de antemano en el pliego y contrato.

Se utilizó como herramienta de gestión de la documentación el *software* Meridium que permitió un monitoreo constante de la evolución del proyecto y el control de estatus de los documentos, plazos de entrega y aprobación, cantidad de documentos entregados, porcentaje de rechazos, entre otras características.

El seguimiento formal se completó con un informe mensual detallado elaborado por el consorcio y validado por Petrobras.

Durante esta etapa se destacan, entre otras, las siguientes actividades:

- Desarrollo de documentación por disciplinas, procesos, cañerías, instru-

mentos, mecánica civil y gestión. Se hicieron 2450 documentos de ingeniería, que permitieron:

- Solicitar un precio firme de la totalidad de equipos.
 - Realizar un cómputo detallado de materiales.
 - Realizar un estimado de la mano de obra, según los estándares de construcción.
- Realización de estudios especiales: seguridad (Hazop, ACR) medio ambiente (impacto ambiental), económicos, etcétera.
- VIP de ingeniería de valor.
 - VIP de maqueta electrónica o diseño CAD 3D.
 - Revisión de la VIP de *constructibilidad*.
 - Cronograma detallado de actividades y recursos para la etapa EPC y de puesta en marcha.
 - Estimado de inversiones -5/+15%.
 - Planes aplicables de seguridad y medio ambiente para las etapas de construcción, montaje y puesta en marcha de las plantas.
 - Otros planes y documentos pertinentes de la etapa FEL 3.

Conclusiones

En este trabajo resumimos los aspectos técnicos y de gestión que Petrobras ha ejecutado durante el desarrollo de su proyecto ACAR BB, destinado al hidrotreatmento de naftas y *diesel* para la Refinería de Bahía Blanca.

Se han incorporado procesos y catalizadores de última generación, licenciados para una empresa de tecnología líder en el mercado. El diseño

de las unidades permitirá ajustar la especificación de azufre, para satisfacer las necesidades en el futuro. El proyecto se ha concebido en forma integrada con los servicios y requerimientos específicos de la refinería.

Para la gestión del proyecto ACAR BB, la empresa ha desarrollado una metodología *ad hoc*, que contempló la incorporación del proceso FEL, utilizado en Petrobras Brasil para este tipo de emprendimientos. Además, incluyó un escalonamiento de las inversiones que adapten la complejidad de los procesos a las exigencias crecientes de la legislación y una organización del personal de Petrobras para asegurar su participación desde las etapas tempranas del proyecto hasta la construcción y puesta en marcha.

- El escalonamiento de las inversiones en hidrotratamiento de nafta permite postergar la instalación del fraccionamiento en el proceso Prime G+ de Axens, de manera de poner en marcha la unidad para obtener naftas con 50 ppm de azufre, para posteriormente, de ser necesario, bajar dicha concentración a 10 ppm con la incorporación de una sección de fraccionamiento.
- El escalonamiento de las inversiones en hidrotratamiento de *diesel* atiende a postergar la incorporación de un segundo reactor del proceso Prime D de Axens, de manera de satisfacer una especificación de 50 ppm en la puesta en marcha, incluso llegar en etapas posteriores a las 10 ppm.
- El proyecto se desarrolló en las tres etapas del proceso FEL del IPA, visualización, proyecto conceptual y proyecto básico. Esto permite tomar las decisiones de más peso en las etapas tempranas de menor costo y, con ello, disminuir plazos y costos totales.

La organización de los recursos humanos incluyó la formación de un equipo multidisciplinario con representantes de Operaciones, Mantenimiento, Seguridad y Medio Ambiente, además de la participación típica de ingeniería de procesos en

la etapa conceptual del proyecto.

En la etapa básica del proyecto, el mismo equipo se completó con personal de distintas especialidades. Se logró así un conocimiento acabado del proyecto por parte del conjunto del personal, evitándose las modificaciones y *retrabajos* fuera de cronograma. Se destacó también la participación de un ingeniero residente en oficinas del tecnólogo como facilitador de la conciliación de los estándares del tecnólogo con las ne-

cesidades de la planta existente.

La etapa básica del proyecto (FEL 3) se llevó adelante en conjunto con un contratista con capacidades para ejecución del futuro EPC de manera de generar un potencial ahorro en plazos y minimizar los riesgos en materia de costos.

Finalizada la etapa de FEL 3, se procederá a licitar y a ejecutar el proyecto según el cronograma de finalización, para junio de 2012, con la puesta en marcha de las unidades. ■



Del Plata
ingeniería

Del Plata Ingeniería
Soluciones Integrales

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

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

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

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

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

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

La conductividad en resinas de intercambio iónico: cómo solucionar el problema con un procedimiento de remoción de materia orgánica

Por **Alejandra Tejerina** y **Francisco Torres**
Refinería del Norte SA

El proceso de desmineralización es el encargado de retirar los compuestos salinos disueltos en el agua filtrada, con el objeto de obtener agua exenta de materias en solución. Ello se logra haciendo pasar el agua filtrada, sucesivamente, a través de un manto granular de resina de intercambio iónico, del tipo catiónico fuerte; luego, a través de uno similar de resina aniónica.

La resina catiónica se encuentra originalmente en forma R-H y, a medida que avanza un ciclo de intercambio, va pasando a las formas R-Na; R-Ca y R-Mg. Por su parte, la

resina aniónica se encuentra originalmente en forma R-OH y a medida que avanza un ciclo de intercambio pasa a las formas R-Cl; R-CO₄; R-CO₃ y R-SiO₃.

Cuando las masas de resina están agotadas, se procede a su regeneración y se hace circular una solución de ácido sulfúrico a través de la resina catiónica y otra de soda cáustica a través de la resina aniónica.

El sistema de tratamiento cuenta con dos cadenas gemelas, cada una con una capacidad de producción de 40 metros cúbicos por hora de agua desmineralizada, con una conducti-

vidad menor que 3.3 μ S/cm, sílice menor a 0.5 ppm como SiO₂ y alcalinidad menor a 2ppm como CO₃Ca. Así, una cadena estará en producción y la otra en regeneración o en espera.

Cada cadena contará con una columna de intercambio catiónica y una unidad de intercambio aniónico que opera en serie con la anterior. La circulación del agua a través de cada columna será ascendente, mientras que el pasaje de solución regenerante será descendente. Los fondos planos son equipados con boquillas de diseño adecuado para impedir la pérdida de resina y, a su vez, una correcta distribución hidráulica.

La limpieza periódica del material de intercambio iónico se hará en el exterior de los recipientes y en cubas abiertas especialmente dimensionadas para lavar la resina mediante una corriente ascendente.

En nuestro sistema las cadenas se identifican como A y B.

El problema se presentó al no lograr que la cadena B trabajara dentro del rango especificado de conductividad (< 3.3 μ S/cm).

Análisis de la situación

El problema se observó luego de una intervención que se hizo a las columnas, donde se agregó un poco de resina nueva que había para aumentar el rendimiento.

Hasta ese momento la duración de la cadena ya estaba con problemas, porque producía solamente cinco horas, cuando en un régimen normal llega a ocho horas. Esta situación se había asociado con el hecho de que la resina estaba llegando al fin de su vida útil, ya que históricamente se hace el cambio de esta materia cada cinco años.

Para acotar el problema se iniciaron ensayos en laboratorio para comparar el comportamiento en cada una de las etapas del intercambio. La principal diferencia en el rendimiento de esta cadena (versus el de A) se presentó en la resina aniónica superior.

Rendimiento de la cadena A versus rendimiento de B

El parámetro que se analizó fue la conductividad; se realizó una toma de muestras a las salidas de las resinas

catiónicas superior, aniónica inferior y aniónica superior, y se observaron las diferencias en las medias que se muestran en el gráfico siguiente.

Esta información nos orientó a trabajar en la resina aniónica supe-

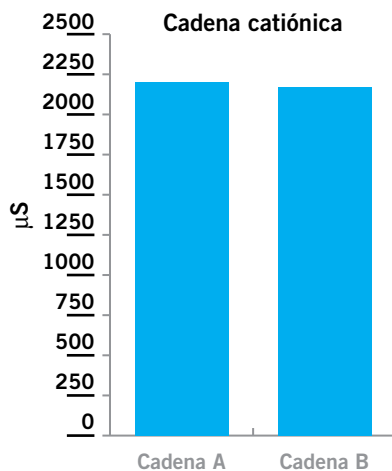


Figura 1.

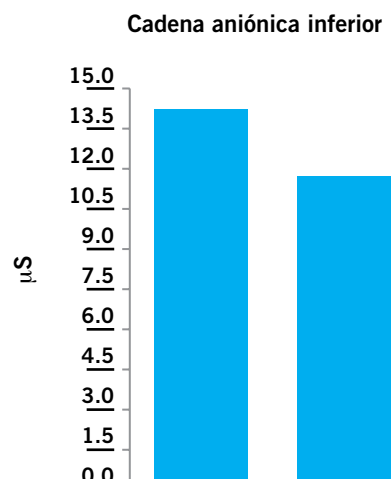


Figura 2.

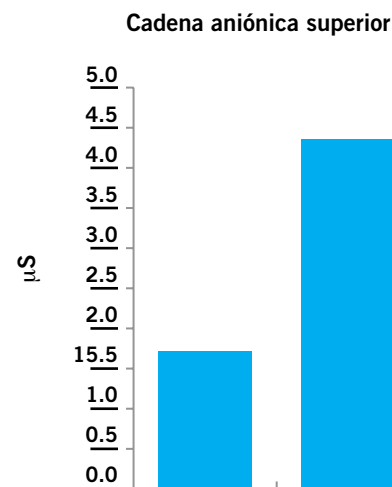


Figura 3.

rior; buscando referencias en este tema aprendimos que, a medida que la resina aniónica envejece -trabajando con aguas superficiales-, donde es esperable que tengan materia orgánica, es natural que algunos aniones de ácidos orgánicos queden retenidos o fijados a la resina ya sea iónicamente o por absorción, lo que genera el problema de contaminación con materia orgánica, que puede determinarse con un análisis.

El ensayo consistió en tomar una muestra de resina y dejarla en un vaso de precipitados, cubierta con una solución de sal al 10%, con el agregado de un 2% de soda cáustica. Si se observaba un color rojizo oscuro luego de 15 a 30 minutos, se justificaba una reactivación *in situ*. Si no se observaba color en el efluente de la salmuera, el problema no era, entonces, de materia orgánica y debían buscarse otras causas.

El resultado nos indicó que la resina aniónica superior estaba contaminada con materia orgánica. En la bibliografía también se indicaba el procedimiento a seguir, para realizar la remoción de la materia orgánica; lo transcribimos a continuación.

Procedimiento de remoción de materia orgánica – Método de salmuera alcalina

Introducción

Las resinas de intercambio aniónico contaminadas con materia orgánica pueden ser eficientemente limpiadas con una solución de cloruro de sodio e hidróxido de sodio. La alta fuerza iónica de la solución produce un encogimiento de la resina, tipo esponja, sumado al efecto de la soda cáustica, que hidroliza la materia orgánica que contaminó la resina.

Para la solución de salmuera alcalina es necesario preparar aproximadamente 4 volúmenes de lecho de resina (metros cúbicos de solución por metros cúbicos de resina) de una solución que contenga un 2% de NaOH (20gramos por litro) y 10% de NaCl (100 gramos por litro). Si es posible, la salmuera alcalina debería calentarse a 45°C.

Item	Descripción tarea	Tiempo estimado de ejecución	Tiempo real de ejecución
01	Sacar 2 m ³ de resina aniónica superior de la cadena B y depositarla en el tanque de lavado 304	30 minutos	30 minutos
02	Agregar 2 m ³ de salmuera con una densidad de 1.071	30 minutos	30 minutos
03	Agregar 0.32 m ³ de soda con una concentración de 50%	10 minutos	45 minutos
04	Agregar otros 2 m ³ de salmuera con una densidad de 1.071	30 minutos	30 minutos
05	Dejar en reposo la salmuera con la resina durante un período de ocho horas	480 minutos	480 minutos
06	Purgar la salmuera en forma rápida	30 minutos	180 minutos
07	Repetir los ítems 02/03/04	65 minutos	105 minutos
08	Purgar la salmuera lentamente	60 minutos	180 minutos
09	Cargar con agua Demi el tanque lavador	15 minutos	5 minutos
10	Purgar lentamente el agua	60 minutos	180 minutos
11	Cargar con agua Demi el tanque lavador	15 minutos	5 minutos
12	Purgar rápidamente el agua	15 minutos	180 minutos
		14 horas	24,2 horas
13	Colocar resina lavada en tambores	60 minutos	60 minutos
14	Enjuagar el tanque lavador	20 minutos	5 minutos
15	Repetir del ítem 01 al 12	14 horas	24,2 horas
16	Cargar la resina limpia que estaba en los tachos al tanque lavador	60 minutos	60 minutos
17	Hacer enjuague rápido en el tanque lavador	30 minutos	540 minutos
18	Pasar toda la resina a la torre	120 minutos	120 minutos
19	Realizar una doble regeneración	180 minutos	180 minutos
20	Realizar recirculación	120 minutos	150 minutos
		37.8 horas	65,8 horas

Figura 4.

Procedimiento

1. Recircular agua a través del lecho de resinas hasta que el efluente sea claro.

2. Percolar lentamente dos volúmenes de lecho de la salmuera alcalina cerca de una hora.

3. Si es posible remover la resina en

la salmuera con un compresor de aire, por una hora.

4. Otra manera sería permitir a la resina remojar toda la noche en la

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



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

Oficina

San Martín 793, Piso 2° "B" C1004AA0 Bs. As., Argentina

Teléfono

(54-11) 5352-7777

Fax

(54-11) 5256-6319

website

www.vyp.com.ar

email

info@vyp.com.ar

- salmuera alcalina.
5. Percolar la salmuera alcalina remanente (2 volúmenes de lecho) en un lapso de una hora.
 6. Enjuagar lentamente, con dos volúmenes de lecho de agua desmineralizada, en un lapso de una hora.
 7. Enjuagar rápidamente con agua desmineralizada a la velocidad de flujo de servicio.
 8. Llevar a cabo una doble regeneración seguida por el procedimiento de enjuague.

Solución propuesta

Para lograr la remoción de materia orgánica en nuestra resina, efectuamos un instructivo según los lineamientos del procedimiento mencionado. Además, añadimos unos consejos o precauciones operativas.

1. Cuando evacuemos la salmuera a la cuba de neutralización deberemos verificar que no hayamos superado el rango de pH, antes de volcarlo al río (establecido 6.5 a 10), ya que la salmuera tiene un pH mayor a 12.
2. Mientras tengamos este efluente en la cuba no deberemos enviarlo a la canaleta Marshall, ya que tiene alto contenido de ClNa.

Tareas complementarias

- Limpieza de 15 tambores de PVC de 200 lts.
- Modificación de línea de soda.
- Montaje de manguera para descarga de salmuera, desde la línea de regeneración de ablandadores a la altura del venteo en R-201 A.
- Preparación de la salmuera con densidad 1.071.
- Montaje de mangueras para descarga de ácido y soda cáustica acopladas: desde la purga del R-304 a la pileta de saca-muestras de cadenas desmineralizadoras, para posibilitar la evacuación del efluente salino al TQ-303 para su neutralización y evacuación.
- Coordinar maniobras para disponer de los ablandadores

antes de empezar con el procedimiento.

Las tareas complementarias que están en **negrita** no estuvieron planificadas cuando se programó el ensayo.

Conclusiones

Las adaptaciones que se realizaron del procedimiento original no modificaron en forma significativa los resultados. La cadena logró alcanzar el régimen de producción de conduc-

tividad <3.3, y continuó trabajando con una producción de entre 5 y 6 horas, hasta que hubo disponible resina nueva para reemplazar. Cambiamos la metodología de evacuación del efluente que salía del tacho lavador para reducir en forma significativa los tiempos de purgado. ■

Bibliografía

- *Manual de operaciones*, Hysint SA. Biosix.

TurbiGas Solar S.A.

La energía puesta a su servicio

Turbomaquinaria y equipos asociados
 Servicios de ingeniería y construcción - Válvulas esféricas, de seguridad y retención.
 Sistemas de detección y protección contra incendios.

Solar Turbines
 A Caterpillar Company

LESER

OTRAS REPRESENTACIONES:

SCV Southern California Valve
 Spoolworld
 cashco

TACUARÍ 202 10º PISO
 C1071AAF -BS. AS. - ARGENTINA
 E-mail: info@turbigas.com.ar
 Website: www.turbigas.com.ar
 TEL: (54-011) 5235-8200
 FAX: (54-011) 5258-2800



Factores clave para el éxito o el fracaso en proyectos de implementación de sistemas ERP

Por **Cecilia Casanova**
Pragmática Consultores

Los Sistemas ERP (*Enterprise Resource Planning*, o Planificación de Recursos Empresariales) están ampliamente difundidos actualmente en las empresas.

El concepto surge como una evolución de los primitivos sistemas financieros – contables y tiene su base en una visión más integrada de los procesos en las organizaciones.

Esta nueva generación de *software* de gestión para empresas excede los aspectos administrativos y se extiende al resto de los procesos. Así, se presentan hoy sistemas ERP que se componen de un número considerable de módulos (desde 20 hasta 50 y más) que funcionan en forma integrada. Si bien la mayoría de ellos suele tener impactos en la contabilidad, no es este el principal fin de las funcionalidades incorporadas.

Actividades básicas de un proceso de implementación de un *software* ERP

Relevamiento	Diseño del modelo	Migración de datos	Capacitación	Esquema de seguridad	Pruebas de estrés
--------------	-------------------	--------------------	--------------	----------------------	-------------------

Lanzamiento

Cada módulo o agrupación de funciones suele corresponderse a un proceso en la organización y tiene una finalidad en sí misma, que es brindar herramientas para la gestión eficiente de la información propia de dicho

proceso: uno de sus productos o *outputs* es la información contable relacionada a las transacciones generadas en dicho ámbito. Ejemplos de estos módulos que soportan procesos no estrictamente financieros- contables son: gestión de activos (mantenimiento); gestión de proyectos; producción; recursos humanos; gestión documental; calidad, entre otros.

Los procesos de implementación de estos sistemas se definen como el conjunto de actividades necesarias para lograr la puesta en funcionamiento del software en un contexto dado. Un modelo simplificado de estas actividades podría incluir las siguientes: relevamiento de procesos, generación del modelo funcional, migración de datos, capacitación, definición de esquemas de seguridad y pruebas de estrés (performance de la aplicación en un entorno de *hardware* determinado, rendimiento de enlaces de comunicaciones, etcétera).

Desafíos en la implementación de sistemas ERP

En los últimos años se está produciendo un proceso de renovación de los antiguos sistemas ERP por otros más modernos. Los nuevos incorporan avances tecnológicos y funcionales y justifican un esfuerzo significativo de las organizaciones.

Las empresas que deciden encarar un proceso de implementación de un sistema ERP se enfrentan a los siguientes desafíos:

- Seleccionar el sistema más adecuado para su realidad, tras considerar múltiples aspectos que exceden el análisis funcional y tecnológico más evidente. Es importante tener en cuenta los antecedentes del proveedor que llevará adelante la implementación; la facilidad en el uso e intuitividad de sus interfaces gráficas; la complejidad del proceso de implementación (que puede variar en función del *software* y de la estrategia que se defina). En la manera que sea factible, es deseable la participación de usuarios clave (*key users*) en este proceso.
- Identificar y gestionar adecuadamente el impacto que el cambio de sistema tendrá en la organización. Este impacto incluye (pero no se limita) al cambio de *software* en sí, sino que muchas veces implica incorporar cambios en los procesos valiéndose de “buenas prácticas” que los sistemas implementan y/o proponen.
- Definir adecuadamente una estrategia de implementación. Este aspecto es vital ya que define aspectos que pueden mitigar o aumentar los riesgos del proyecto. Estos riesgos suelen variar con cada empresa, y no son fácilmente trasladables de un entorno organizacional a otro. Algunos elementos clave a tener en cuenta en la definición de esta estrategia son:
 - Perfil de los usuarios: edad promedio, capacidad de adaptarse a cambios, experiencias de migración de sistemas anteriores y su resultado.
 - Restricciones a las que debe someterse el proyecto (internas, como el presupuesto, o externas, como los factores políticos, plazos máximos para el reemplazo del actual sistema).
 - Distribución geográfica: si la implementación y los

usuarios clave del sistema están ubicados en forma centralizada o distribuidos.

Es muy importante la definición de un proyecto realista, que tenga un alcance posible en el plazo definido, en las condiciones y el contexto donde deberá desarrollarse.

- Realizar un correcto gerenciamiento del proyecto, con personal idóneo para llevar adelante este proceso. Quien cumpla esta función debe contar con experiencia previa en participación de este tipo de proyectos. O bien, que cuente con un asesoramiento independiente al proveedor que lleva adelante la implementación, de manera de nivelar la asimetría de conocimiento respecto del proceso que existe entre los implementadores y el personal de la empresa. Este es un punto importante ya que pueden presentarse momentos en los que los intereses de ambas partes (empresa – implementador del *software*) generen conflictos que pueden afectar el desarrollo del proyecto.

¿Qué se entiende por “fracaso” en una implementación?

El fracaso de cualquier proyecto podría resumirse como el no cumplimiento de sus objetivos.

Esta definición puede ser insuficiente en proyectos muy complejos, donde interactúan aspectos técnicos, psicológicos, motivacionales, etcétera.

Algunos elementos objetivos pueden referir al fracaso de una implementación.

1. Detectables durante el desarrollo del proyecto:
 - Incumplimiento de los plazos previstos inicialmente.
 - Incumplimiento de los costos del proyecto.
 - Desviación del alcance original del proyecto.
 - Disconformidad general del personal de la empresa.
2. Detectables en la puesta en producción del nuevo sistema:
 - Afectación grave de procesos críticos para el negocio. (Ejemplo: interrupción del proceso de generación de comprobantes de venta, de pago a proveedores críticos).
 - Generación de información relevante con errores o fuera de plazo en presentaciones ante organismos públicos (declaraciones juradas fiscales, por ejemplo), o ante accionistas, entre otros.
 - Errores en el funcionamiento del *software* no detectados previamente (transacciones que fallan, problemas de performance, generación de resultados erróneos).
 - Desconocimiento por parte de los usuarios del sistema sobre las funciones habilitadas, producto de falencias en el entrenamiento.

Asimismo, existen otras evaluaciones que son subjetivas al analizar los resultados de una implementación. En general, depende mucho del rol del evaluador en el proyecto. Como son proyectos muy complejos, donde nunca faltan las dificultades, puede ser tan cierta una evaluación positiva como una negativa del mismo proceso. “Ver el vaso medio lleno o medio vacío”, dependerá del ánimo y de los intereses personales de quienes realizan esta evaluación.

Pueden ser igualmente ciertas las siguientes sentencias:



“El proyecto fue un éxito. Hoy contamos con un sistema de avanzada, que se conecta automáticamente por internet con organismos fiscales, contamos con portales donde nuestros proveedores y empleados gestionan información, codificamos con códigos de barra los materiales de nuestro almacén y utilizamos dispositivos móviles en el campo. Toda la información de gestión tiene su correlato contable en tiempo real.”



“El proyecto fue un fracaso. Se excedió en plazo en un 150% y, en costo, en un 300%. El personal está, en general, disconforme y no advierte los beneficios del cambio del anterior sistema. Un proceso de autorización de una requisición antes demoraba 5 días en promedio y desde que se implementó el nuevo sistema, demora 20 días”.

¿Cómo evitar el fracaso? Algunas ideas

Proponemos algunos puntos para considerar al momento de encarar un proyecto de implementación de un Sistema ERP.

Es poco serio ofrecer “recetas mágicas para evitar el fracaso”, al desconocer el contexto real de cada proyecto. Ciertamente, cada empresa y cada proyecto son particulares y, junto con los terceros intervinientes (proveedor del *software* y proveedor del servicio de implementación) conforman una combinación única, que presenta sus riesgos, limitaciones y puntos que atender especialmente.

De todas maneras, a partir de nuestra experiencia en numerosos proyectos con actividades de Quality Assurance (QA) de estos procesos, nos atrevemos a proponer algunos conceptos clave que hemos visto repetirse en distintos contextos. Vamos a presentarlo en un formato de ideas, que deberían perfeccionarse y profundizarse para cada empresa, en función de la información propia del contexto de cada una.

IDEA 1: No subestimar el proyecto

No se trata de un proyecto más. Es una iniciativa compleja ya que afectará la forma en que todos los integrantes de una organización desarrollan su tarea diaria, en forma directa. Es un proyecto transversal a todos (o a la mayoría) de los procesos de la empresa y hay muchos factores vinculados al comportamiento de las personas involucrados. En lo posible, es preferible contar con un equipo de expertos para colaborar intensamente en el proyecto, independiente al proveedor del *software*.

IDEA 2: Considerar la adhesión de los integrantes de la empresa como un factor clave

Es posible que algunos integrantes de la empresa adviertan el proyecto como una amenaza a su situación en la misma, por motivos diversos. Estos actores pueden convertirse en detractores (en forma explícita o implícita) y, en función de su rol en la organización, esta actitud negativa hacia el proyecto pueda propagarse a otros integrantes, en mayor o menor medida. Un proyecto de estas características con el personal en contra tiene muchas chances de terminar siendo considerado un fracaso.

IDEA 3: Ser flexible a introducir modificaciones sobre la marcha

Una regla básica de la gestión de proyectos es: a mayor incertidumbre, mayor flexibilidad. En un proyecto con bajo grado de incertidumbre, por ejemplo, construir una obra civil simple, es posible planificarla con alto nivel de detalle y ser poco flexible a aceptar cambios en cuanto a plazos, costos, siempre que se mantenga el alcance originalmente definido. En el otro extremo, este tipo de proyectos presentan un alto grado de incertidumbre: es conveniente ser flexibles y poder introducir cambios sobre la marcha. Para lograr este punto, es clave una gestión del proyecto profesional y dedicada, capaz de atender tempranamente desvíos y proponer alternativas.

Los puntos principales sobre los que hay algún grado de desconocimiento, en menor o mayor medida, al momento de planificar el proyecto, son los siguientes:

- Capacidades funcionales del sistema: si bien en los procesos previos a la adopción de un sistema se lo evalúa en sesiones de demostraciones de producto, en la práctica es muy difícil tener un conocimiento acabado de todas sus funciones y de cómo el sistema propone resolver determinadas cuestiones.
- Alcance funcional: durante la etapa inicial de Relevamiento se plasman con detalle los requerimientos funcionales que los distintos sectores definen y que el sistema deberá contemplar. Se llegan a acuerdos entre las necesidades y deseos de los usuarios participantes y los consultores que deben diseñar el modelo, quienes proponen alternativas para traducir esas necesidades y deseos en funcionalidades específicas dentro del sistema. La cantidad y complejidad de estos requerimientos es difícil de determinar de antemano. La evaluación del resultado de esta etapa es un momento clave para introducir cambios al proyecto inicialmente definido, especialmente en cuanto a su alcance, recursos, plazo y costo.
- Grado de adhesión que tendrá el nuevo sistema por parte de los usuarios: este punto es siempre una incógnita y puede ir variando a lo largo del proceso. Si son procesos largos, es deseable mantener informados a todos los integrantes sobre el desarrollo del proyecto, acuerdos, definiciones, modificaciones, de manera que no se instale la idea de que “otros están definiendo cosas sin consultar a los que saben” y nazcan así los primeros detractores del nuevo sistema.

IDEA 4: El *sponsor* del proyecto es clave y debe involucrarse adecuadamente

La adhesión al proyecto por parte de toda la organización, y la dedicación e importancia que los terceros involucrados le asignen será directamente proporcional a la relevancia que la organización otorgue al proyecto. Un factor determinante para definir este grado de relevancia es quién es la persona que la organización definió como patrocinador del proyecto y cómo éste transmite al resto de los integrantes la importancia y prioridad que se le deberá asignar al asunto. También, es relevante que se encuentre informado de los avances y dificultades

EL CONGRESO QUE NO SE PUEDE PERDER:
3.500 LÍDERES PROVENIENTES
 DE TODOS LOS SECTORES DE ENERGÍA
300 EXPONENTES | **5.000** VISITANTES
MÁS DE 200 CONFERENCIAS Y EVENTOS

RESPUESTA **INMEDIATA** A LOS DESAFÍOS MUNDIALES
Energía en evolución para un planeta vivo

Anfitriones



21° Congreso Mundial de la Energía
 Del 12 al 16 de septiembre de 2010

CME MONTRÉAL 2010

Inscríbese ahora mismo en
wecmontreal2010.ca

La primera reunión multienergética de alto nivel después de la COP15 y los G8 y G20

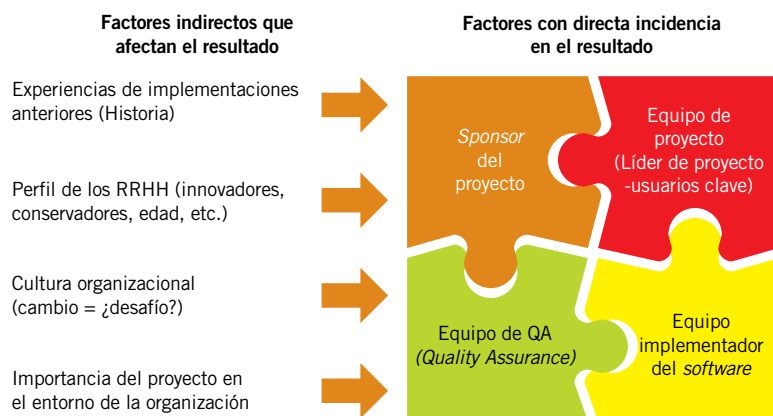
Gestión y ventas para la exposición



Nuestros socios



Factores que afectan el éxito de un proyecto de implementación de un sistema ERP



y mantenga él mismo, en forma directa, (siempre en la medida que esto sea factible) la comunicación con todos los integrantes de la organización.

Conclusiones

Cada proyecto es una situación única, que se da en una situación determinada, con un sistema ERP dado, una cultura organizacional y con ciertos participantes clave: el *sponsor* de proyecto; el equipo o usuarios clave; el equipo de implementación del *software* y el equipo de QA. Todos ellos son factores clave para el éxito del proyecto y su involucramiento, capacidad, dedicación y esfuerzo determinará el resultado del mismo.

Existen, también, otros factores, no tan evidentes pero con igual capacidad de alterar el proceso y afectar su resultado: los antecedentes de la empresa en este tipo de proyectos (informáticos en general y de anteriores implementaciones de sistemas ERP en particular); el perfil

de los recursos humanos (edad promedio, estilo innovador o conservador para aceptar cambios en las formas de trabajar, etcétera); la cultura organizacional (modo en que la empresa enfrenta nuevos desafíos y cómo se comunica desde la alta dirección los objetivos, importancia) y, por último, la importancia o relevancia que la empresa asigne al proyecto.

La relevancia de todos estos factores debe ser conocida por el *sponsor* y el líder de proyecto, quienes deberán estar altamente comprometidos con los resultados y ser conscientes del impacto del proyecto en toda la organización, de los riesgos que la iniciativa conlleva. Además, deberán estar dispuestos a priorizarlo y transmitir esto adecuadamente a todo el personal de la empresa. ■

Cecilia Casanova es socia gerente de Pragmática Consultores, empresa radicada en la ciudad de Neuquén (www.pragmaticaconsultores.com). Licenciada en Sistemas y Computación de la Universidad Católica Argentina, fue alumna de la VI EBAI (Escuela Brasileño Argentina de Informática) y cursó estudios de postgrado en Marketing (Berkley University) y cursos de formación en Project Management.

Fue docente en la Facultad de Ciencias Fisicomatemáticas e Ingeniería de la Universidad Católica Argentina. Dictó actividades de capacitación sobre el uso de la Tecnología Informática en distintas industrias.

Se desempeñó profesionalmente en IBM Argentina como especialista en Data Warehousing, Data Mining y Business Intelligence, con participación en proyectos desarrollados en el país y en el exterior como miembro del equipo latinoamericano de Data Warehousing y Data Mining de IBM.

Ha dirigido numerosos proyectos de selección de software ERP, Gerenciamiento de proyectos informáticos y Quality Assurance de proyectos de Implementación de sistemas ERP.

Port of Houston - Puerto Deseado

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

Contact Sebastian Monsalve (281) 678-1260

OK LEASING LATIN AMERICA

Asset Management | Logistics & Inspection Services (Since 1990)

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

smonsalve@compuserve.com

smonsalve@msn.com

INGENIERIA 2010 ARGENTINA

Congreso Mundial y Exposición
17-20 Octubre 2010 / La Rural / Buenos Aires

TEMÁTICA DEL PROGRAMA ACADÉMICO Y DE LA EXPOSICIÓN

Tecnologías de información y comunicación, energía y cambio climático, industrias agroalimentarias, grandes metrópolis y sus infraestructuras, formación del ingeniero para el desarrollo sostenible, práctica profesional, la mujer y los jóvenes en la ingeniería y la empresa.



LLAMADO A PRESENTACIÓN DE TRABAJOS

FECHA LÍMITE: 1 de Abril de 2010



Unión Argentina de Asociaciones de Ingenieros

Organizan:



CENTRO ARGENTINO DE INGENIEROS

Co-Organizan:



UNION INDUSTRIAL ARGENTINA

Patrocinan:



Área Académica:

Cerrito 1250 (C1010AAZ) Buenos Aires, Argentina
Tel (+54 11) 4810 0408 - 4812 0440 Ext: 102 - Fax (+54 11) 4810 0409
coordinacion@ingenieria2010.com.ar

Comercialización del Congreso y la Exposición:

Av. Santa Fe 1752 Piso 6° A (C1123AAN) Buenos Aires, Argentina
Tel - Fax (+54 11) 4810 0949
info@ingenieria2010.com.ar

www.ingenieria2010.com.ar

**TECNOLOGÍA, INNOVACIÓN Y PRODUCCIÓN
PARA EL DESARROLLO SOSTENIBLE**

Realización Integral:

EFCA
EXPOSICIONES Y FERIAS DE
LA CONSTRUCCIÓN ARGENTINA



Comercialización del Congreso y la Exposición

PR&DB
PICHON RIVASSE
& DIAZ BONILLO
CONSTRUCTORES

Av. Santa Fe 1752 Piso 6° A (C1123AAN) Buenos Aires, Argentina
Tel (+54 11) 4810 0949 - www.pr-db.com

Administración del Congreso y la Exposición

Reed Exhibitions

Av. de Mayo 605 Piso 5° (C1034AAB) Buenos Aires, Argentina
Tel (+54 11) 4343 7020 - www.reedlatam.com



Proyecto Magallanes, la expansión del Gasoducto General San Martín

La iniciativa implica realizar un ducto submarino que unirá las provincias de Santa Cruz y Tierra del Fuego. En esta entrevista con Petrotecnia, el director de Servicios de TGS, Oscar Sardi, detalla el avance de la obra

La compañía Transportadora Gas del Sur emprendió el desafío de concretar el tendido de un nuevo gasoducto submarino de 37 kilómetros, que cruce la boca oriental del Estrecho de Magallanes. Estas obras están enmarcadas dentro del programa que el Poder Ejecutivo Nacional impulsó a través de la Secretaría de Energía y del Enargas, con el propósito de incentivar la ampliación de la capacidad de transporte firme de los gasoductos, y así alcanzar un sistema de transporte de gas adecuado frente a la creciente demanda.

El proyecto consistió en expandir la capacidad de transporte del Gasoducto General San Martín con la construcción de un tramo paralelo al cruce existente, en la boca oriental del Estrecho de Magallanes. La longitud del tendido submarino y de las secciones terrestres llegan a los 36.620 metros de longitud, de los cuales aproximadamente 35.700 metros son netamente submarinos.

Los trabajos comenzaron durante los primeros días de noviembre de 2009.

En una entrevista exclusiva con *Petrotecnia*, Oscar Sardi, patrocinador de proyecto y director de Servicios de TGS, explicó algunas claves del proyecto.



Petrotecnia: *¿Cuál fue el plan de obra que se siguió?*

Sardi: La obra, inaugurada el 15 de marzo por la presidenta Cristina Fernández de Kirchner, demandó un tiempo de cuatro años de estudio, planificación, visitas a empresas constructoras *offshore*, diseño e inspección de los trabajos realizados.

El proyecto comenzó a gestarse hacia fines de 2005, cuando una mayor demanda de gas natural generó la necesidad de incrementar la capacidad de transporte de gas natural en el sistema de transporte de TGS en 7 MM de metros cúbicos diarios. Las obras necesarias para este nuevo requerimiento y para la explotación de las reservas de gas natural ubicadas frente a las costas de Tierra del Fuego incluían unos 900 kilómetros de gasoducto, distribuidos en *loops* de 30 y 36 pulgadas de diámetro en diferentes longitudes, instalados entre las provincias de Santa Cruz y Buenos Aires. También, se hacía necesario el incremento de la potencia de compresión en más de 150.000 HP mediante la instalación de nuevos turbocompresores en plantas compresoras existentes, y el tendido de un segundo gasoducto submarino, paralelo al existente, para unir cabo Espíritu Santo con cabo Vírgenes..

Para avanzar en los aspectos técnicos del proyecto concentramos nuestra atención, inicialmente, en la búsqueda de documentos e información correspondientes al tendido del primer gasoducto submarino, realizado en 1978. Por otra parte, se definieron las características y cantidad de caños que se debían adquirir. Además, hicimos las presentaciones correspondientes para informar sobre la obra y conocer las limitaciones existentes en materia de navegación internacional y acuerdos limítrofes. Teníamos que realizar todos los esfuerzos posibles para evitar conflictos durante la ejecución de los trabajos: los días perdidos en los trabajos *offshore* tienen un costo importante.

También, durante esta etapa, visitamos a representantes de la Armada Argentina, Prefectura Naval Argentina, Hidrología Naval Argentina, Dirección de Puertos y Vías Navegables. Necesitábamos recopilar toda la información posible para capitalizar experiencias que garantizaran el éxito del Proyecto Magallanes.

En 2006, una vez definidas sus características constructivas, Nación Fideicomiso realizó la licitación por la adquisición de la cañería requerida por la obra -38.300 me-

tros-. La empresa Confab resultó seleccionada y entregó, en Puerto Punta Quilla (Santa Cruz) el total de la cañería.

En enero de 2009 lanzamos el concurso privado por la contratación de los servicios para el tendido del gasoducto submarino. La presentación de ofertas se realizó el 31 de mayo y recibimos tres ofertas correspondientes a las empresas Saipem (Italia), Global/Odebrecht (USA/Brasil) y Allseas/Boskalis (ambas de Holanda). De la evaluación técnica y comercial realizada, se seleccionó a Allseas/Boskalis por su mejor calificación y menor plazo de ejecución de obra.

Firmados los contratos correspondientes, en junio, comenzó el proceso de elaboración de la ingeniería constructiva que, a medida que avanzaba, se entregaba a TGS para su aprobación y posterior ejecución. TGS, como gerente de proyecto, recibió soporte técnico de dos empresas internacionalmente reconocidas por su importante experiencia en trabajos *offshore*: una de ellas es Germanischer Lloyd (de Alemania) y la otra, Petrobras (de Brasil).



Oscar Sardi, patrocinador de proyecto y director de Servicios de TGS.

El Solitaire por dentro



DATOS GENERALES DE LA OBRA

• Explotación total del tendido: 36.000 m. • Dos ductos por gasoducto: 10 km en cañería arrastrada en la costa sur y 6.600 km arrastrados en la costa norte. Los 52 km de gasoducto instalados están instalados en el fondo marino. • Los cables utilizados pesan entre 9.000 a 14.000 kg, con un diámetro de 200 mm y 13,8 mm de espesor. • Capacidad de transporte: 17.000 m³ de cañería. • Capacidad de 1.000 toneladas de peso muerto. • Capacidad de 1.000 toneladas. • 12.000 m³ de cañería de 12 a 14 cables (m³ de cañería). • Capacidad de 1.000 toneladas.

BUQUE SOLITAIRE

- Construido al ritmo de gasoducto submarino entre el 13/11 y el 01/12
- 280 personas a bordo
- 8 estaciones de trabajo
- 3.000 m de tendido de cañería por día
- 30.000 m de cañería tendida
- 3 terminaciones de 300 toneladas
- 8 sondas con capacidad de carga de 22.000 toneladas
- 1,24% de reparaciones
- Cero accidentes
- 1 día de stand by



El primer barco que arribó a la zona de trabajo fue la draga Prins der Nederlanden, que preparó la traza del gasoducto, tanto en las proximidades costeras (donde fue necesario realizar zanjas de hasta dos metros de profundidad), como en el resto del fondo marino, tratando de suavizar su perfil para asentar mejor el ducto y evitar, de ese modo, la concentración de tensiones sobre la cañería.

Posteriormente, a principios de noviembre, arribó a la zona de Ushuaia, seleccionada por sus características climáticas y marinas como óptima para realizar el transbordo de cañería, el barco constructor Solitaire, propiedad de la empresa Allseas. Por sus dimensiones y características técnicas, la nave es la más grande del mundo en su tipo. Tiene algo más de 300 metros de eslora, 400 tripulantes a bordo, dos plantas de soldadura doble juntas, capacidad de tendido de cañería máxima alcanzada superior a los 6.000 metros diarios y tecnología de última generación.

Solitaire comenzó su trabajo a mediados de noviembre con el tendido de caño desde la costa de Santa Cruz (en Cabo Virgenes) hacia la costa de Tierra del Fuego (Cabo Espíritu Santo). Su objetivo incluía el tendido submarino de aproximadamente 30.200 metros de cañería, sobre un total algo superior a 36.000 metros. Finalmente, el primero de diciembre y luego de 17 días de trabajo, la embarcación alcanzó el objetivo fijado, con un promedio de instalación de más de 3175 metros por día; incluso hubo una paralización de actividades de cuatro días durante los cuales el barco abandonó la cañería para trasladarse a Ushuaia a cargar más caños y continuar su trabajo.

Para el tendido de cañería desde costa sur en Tierra del

Fuego (6600 metros, aproximadamente) aplicamos el método conocido como *pull out*: para ello resultó necesario construir, en la costa, 12 tiras de caños de aproximadamente 550 metros de longitud cada una de ellas que, una vez construidas, fueron arrastradas al mar mediante el tiro de un *winch* instalado en el Barco Pontra Maris, propiedad de la empresa Boskalis, anclado en proximidades de la citada costa.

La tarea de *pull out* de 6600 metros de cañería se realizó entre el 18 y 31 de diciembre. A su finalización teníamos instalados dos ductos que cubrían prácticamente el ciento por ciento del cruce del Estrecho de Magallanes, y cuyos extremos, ubicados a 25 metros de profundidad y a 6,6 kilómetros de la costa de Tierra del Fuego, requerían ser conectados para obtener un único gasoducto.

Con el empleo de buzos especializados procedentes de Holanda se realizó la medición entre los extremos de ambas cañerías para, de ese modo, diseñar y construir la pieza (cañería) con forma de S", que sería utilizada para conectar los extremos bridados de los ductos. La pieza fue diseñada en Holanda y construida en la costa sur por especialistas de la holandesa Boskalis y de Contreras Hermanos, de Argentina. Finalmente, fue trasladada por el Barco Pontra Maris a su lugar de instalación, sumergida e instalada en el fondo marino por buzos especialistas con una precisión digna de mencionar.

Concluido el gasoducto submarino, resultó necesario conectar, en sus extremos, ubicados en la costa de Tierra del Fuego y Santa Cruz, las correspondientes trampas de *scaper*, destinadas al lanzamiento y recepción de los

equipos de limpieza y control de integridad del nuevo gasoducto transmágallánico.

¿Cómo se definió el trazado del gasoducto y que desafíos planteó?

La traza del nuevo gasoducto submarino se estableció a 50 metros al oeste de la traza del gasoducto existente (instalado por Gas del Estado en 1978), con excepción de los ingresos a costa Tierra del Fuego y Santa Cruz, donde la distancia se reduce hasta 12 metros.

El diseño del gasoducto incluyó, además, la definición de la cañería que se instalaría, el cálculo de estabilidad de la cañería en el lecho marino, el relevamiento de suelo, la configuración del fondo marino, los estudios de impacto ambiental, entre otros asuntos. Los caños recibidos, de 24 pulgadas de diámetro y 15,9 milímetros de espesor, también incluían el revestimiento anticorrosivo y una cobertura de hormigón, de espesor variable entre 70 y 130 milímetros, según la profundidad a la que cada caño sería finalmente instalado.

La cobertura de concreto sobre la cañería tuvo dos objetivos: el primero, quitar flotabilidad a la cañería; el segundo, brindar estabilidad a dicha cañería en el fondo marino, donde las fuertes corrientes marinas podrían generar continuos movimientos del ducto con la consiguiente fatiga y rotura.

En las proximidades de las costas, donde el mar desarrolla su máxima energía, fue necesario enterrar la cañería, para garantizar su estabilidad. Así, fue alojada a profundidades que varían desde un máximo de 2 metros hasta quedar finalmente simplemente apoyada en el fondo marino. Las especificaciones técnicas que soportan la instalación de la cañería indican que en la costa sur, en Tierra del Fuego, la cañería fue enterrada en una longitud de 10.000 metros aproximadamente, mientras que en la costa norte, en Santa Cruz, fue de 6000. El resto del ga-

soducto submarino (20.000 metros) quedó simplemente apoyado en el lecho marino.

Sin lugar a dudas, el tendido del segundo gasoducto transmágallánico fue una obra emblemática. Se desarrolló en una zona conocida y respetada por todos los marinos del mundo, rodeada de misterios por la cantidad de naufragios ocurridos en el pasado en el Estrecho de Magallanes, con un clima riguroso durante gran parte del año, y ubicado en el denominado Fin del Mundo, si consideramos el lugar de residencia de las empresas proveedoras de este tipo de servicios *offshore*.

La zona incluye una fauna compuesta, entre otros,

Jefferson
LUPATECH

**En Válvulas a Solenoide
Siempre... Jefferson**
Tecnología, Perfeccionamiento, Calidad.

3000 modelos para operar con cualquier tipo de fluido.
Propósitos generales, Sistemas de combustión,
Refrigeración, neumática e hidráulica, aplicaciones especiales.

JEFFERSON
SUDAMERICANA S.A.
VÁLVULAS A SOLENOIDE Y CONTROLES DE NIVEL

Adm. y Fábrica: Avda. Francisco Fernández de la Cruz 2016 - C1437GYZ - Buenos Aires - Argentina
Tel.: (5411) 4918-1181 (rotativas) (5411) 4918-3067 / 3068 - Fax: (5411) 4918-4354
www.jefferson.com.ar • js@jefferson.com.ar

Datos generales del proyecto

- Las obras se iniciaron en noviembre de 2009 y la habilitación formal estuvo a cargo de la Presidenta, el 15 de marzo de 2010.
- La extensión total del tendido fue de 36.620 metros.
- Los caños utilizados poseen 24 pulgadas de diámetro y 15,9 milímetros de espesor.
- La presión máxima de operación fue de 70 Bars.
- El gasoducto se distribuyó en 10 kilómetros de cañería enterrados en la costa sur; 6,62 kilómetros enterrados en la costa norte y 20 instalados en el lecho marino.
- La profundidad máxima alcanzada llegó a los 70 metros.
- La capacidad de transporte máxima de gas llegó a los 18 MM metros cúbicos diarios.
- El buque encargado del tendido submarino fue el Solitaire.
- El buque del dragado fue Prins Der Nederlanden.
- Costo total del proyecto: 320 millones de dólares

por pingüinos, que tienen una reserva en Faro Vírgenes (costa norte, Santa Cruz) donde anualmente arriban en septiembre y octubre para reproducirse. Abandonan luego el lugar en marzo.

La coincidencia del período de obra con la estadía de los pingüinos se convirtió en uno de los obstáculos más delicados de sortear, que superamos de la mejor forma posible.

En ese sentido, trabajamos en la elaboración de un plan de trabajo destinado a proteger la comunidad de pingüinos mediante la instalación de cercos realizados con mallas plásticas para mantenerlos alejados del riesgo generado por el movimiento de personas y equipos.

La decisión se tomó tras analizar el tema en conjunto con la Secretaría de Medio Ambiente y el Consejo Agrario, ambos dependientes del gobierno de Santa Cruz.

Si bien la tarea de traslado de pingüinos a áreas más protegidas resultó ardua, pudimos comprobar el fuerte compromiso con el medio ambiente reflejado por los empleados de las empresas y organismos públicos intervinientes en la obra, ejemplo muy fuerte de los cambios que, en materia de protección ambiental, venimos evidenciando.

Otro inconveniente que tuvimos que enfrentar y solucionar fue el reducido espacio existente en la costa sur para instalar el nuevo gasoducto a una distancia no inferior a 12 metros del existente. Para lograr espacio fue necesario recortar el lateral de un cerro mediante el empleo de excavadoras y topadoras, que generó un gran movimiento de tierra. Usamos esta tierra para la construcción de una gran barrera, paralela a la playa, que evitará que, en días de fuertes tormentas, el mar ingrese a la costa y contamine el agua de las lagunas de agua dulce existentes en sus proximidades, empleadas por los animales que habitan el lugar como bebederos naturales. Otra muestra de compromiso con el medio ambiente.

Finalmente, un inconveniente que impactó algunos días en el cronograma de obra del proyecto se presentó durante el desarrollo del *pull out*, por motivos que, en principio, encontramos explicación.

Al momento de iniciar el lanzamiento de la segunda y tercera tira de caños de 550 metros cada una, cuando el *winch* (malacate de 800 tt) generaba la máxima tensión de tiro, el Barco Pontra Maris -que debía resistir en su posición- se desestabilizaba. Así, el *winch* perdía potencia e impedía continuar con el movimiento de la cañería. Luego de estudios realizados por los especialistas, se llegó a la conclusión de que el ancla del Pontra Maris no había sido adecuadamente configurada para el tipo de terreno y cargas que debía soportar. Se hicieron los cambios requeridos, el problema fue solucionado y logramos continuar con el proceso.

¿Qué tecnologías innovadoras se aplicaron?

Si uno compara el proceso de construcción del anterior tendido, podemos afirmar que, en los 30 años que separan un proyecto del otro, la tecnología aplicada a este tipo de trabajos *offshore* ha evolucionado de manera increíble, como el desarrollo de técnicas y equipos, capaces de simplificar hasta la tarea más complicada y garantizar la calidad de los trabajos realizados y seguridad del personal embarcado.

En 1978, el barco utilizado tenía posicionamiento por



Nos comprometemos con los resultados



- **Sistemas de Gestión:**
 - Acompañamos a su empresa en el proceso de Implementación de:
 - Sistemas de Gestión de Calidad (ISO 9001)
 - Seguridad y Salud Ocupacional (OHSAS 18001)
 - Medio Ambiente (ISO 14001)
 - Normas Agroalimentarias
 - Sistemas Integrados (2 o más Normas)
- **Sistemas de Información:**
 - Gerenciamiento de Proyectos de Migración de Software de Gestión (ERP)
 - Selección de Software ERP
 - Quality Assurance de Proyectos de Implementación de Software ERP
 - Auditorías de Sistemas
 - Desarrollo de Proyectos de Business Intelligence
- **Gestión de fondos para pymes:**
 - Gestionamos subsidios estatales para la mejora de la competitividad de las pymes

Brentana 635 - Q8302GVM - Neuquén - Tel: 54 299 4426430 . consultas@pragmaticaconsultores.com - www.pragmaticaconsultores.com

Becas

2010 IAPG Houston



El IAPG Houston anuncia el lanzamiento de su Programa de Becas 2010 dirigida a profesionales argentinos que **planeen cursar o ya se encuentren cursando** carreras de postgrado (maestría o doctorado) en los EE. UU. en **Ingeniería del Petróleo, Ciencias de la Tierra (Geología y Geofísica) e Ingeniería del Medio Ambiente**, aplicadas a la industria del petróleo y del gas.

En ambos casos los solicitantes deben ser ciudadanos argentinos. Podrán solicitar la beca ciudadanos argentinos con un **mínimo de un (1) año de experiencia** en la industria.

El monto de la beca para futuros estudiantes es de **US \$ 10.000 por año** además de un pasaje de ida y vuelta Buenos Aires a la ciudad donde se encuentre la universidad, donado por **Continental Airlines**. La beca para los estudiantes ya cursando en los EE.UU. es de **US \$ 5000 por año**. Esta última no incluye pasaje en avión. En ambos casos el monto total de la beca se destinara a la matrícula universitaria.

Después del proceso de preselección, la beca para futuros estudiantes será otorgada una vez que haya sido aceptado en una universidad de los Estados Unidos para el programa que se inicia en agosto de 2010. La beca para aquellos estudiantes ya cursando en los Estados Unidos, se otorgaran también para el curso académico que comienza en agosto del 2010.

Los Términos y Condiciones, formulario de solicitud e información adicional sobre las **Becas 2010 IAPG Houston**, están disponibles en el portal del IAPG Houston www.iapghouston.org. Toda la documentación requerida deberá haber sido recibido por el Comité de Becas del IAPG Houston para la fecha de cierre del concurso, el **15 de abril de 2010**.

El IAPG Houston es una entidad civil, independiente y sin fines de lucro, incorporada en el Estado de Texas, EE.UU, hermana del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas.

IAPG Houston
c/o 2010 Scholarships
P.O. Box 73364
Houston, Texas 77273
USA
Tel. 001-281-444-7379
scholarship@iapghouston.org





Ubicación del trabajo del buque Solitaire.

campos de anclas, esto es, sus movimientos durante el tendido se realizaban a través de la recuperación de las cadenas de anclas, las cuales eran reubicadas por barcos de apoyo una vez que la citada cadena llegaba al límite de movimiento establecido.

Este proceso tomaba mucho tiempo lo que limitaba la capacidad de avance de la obra y exponía la embarcación a enfrentar un cronograma de obra más extendido, condiciones climáticas y marinas desfavorables, con la consiguiente paralización de la obra.

La embarcación Solitaire posee un sistema de posicionamiento dinámico que, a través de 10 motores con hélices de alta potencia distribuidos en sus laterales, puede girar cada uno de ellos en 360 grados, para mantener la posición del barco en las coordenadas indicadas por la computadora (cerebro), en comunicación con el sistema GPS.

El sistema agiliza y simplifica todos los movimientos de la embarcación. Así, logra máxima capacidad de maniobrabilidad y productividad. Entre las sorpresas que nuestro equipo de trabajo pudo conocer se encuentra los *software* utilizados para verificar la ubicación exacta de la cañería en el fondo marino; también, los métodos *online* de ensayos no destructivos, empleados para evaluar los cordones de soldadura realizados en la unión de los extremos soldados de dos caños; del mismo modo, los detectores de tensiones generadas en la cañería, que evitan superar los máximos admisibles, y tantas otras novedades tecnológicas.

Prins Der Nederlanden es una draga que también mostró un nivel de tecnológico de avanzada, con capacidad de dragado hasta 80 metros de profundidad. Se aproximaba tan cerca de la rompiente de mar, en la costa, que a la distancia simulaba estar trabajando sobre la tierra. Tenía sistema de posicionamiento dinámico, flexibilidad de maniobrabilidad, capacidad de trabajo bajo cualquier tipo de condiciones marítimas, entre otras novedades.

Todo se tradujo en calidad de trabajo, seguridad y productividad. Mientras que el barco constructor empleado en 1978 tomó poco más de 4 meses para realizar el tendido del primer gasoducto submarino, en esta oportunidad el barco principal cumplió con el tendido de 30.200 metros en sólo 17 días; los restantes 6600 metros deman-

daron algo más de 10 días, es decir, toda esta obra en 30 días aproximadamente.

¿Cuándo se estima que el gasoducto estará en servicio?

El gasoducto fue oficialmente inaugurado el 15 de marzo y se encuentra actualmente en condiciones de operación. La obra total incluye, además del cruce transmagallánico, otras obras de gasoductos e instalación de turbocompresores en plantas compresoras de gas. Algunas de ellas se encuentran actualmente en construcción, próximas a terminarse.

Para finalizar, mi más sincero agradecimiento a todo el equipo de trabajo que participó activamente en el desarrollo de tan importante proyecto, y que estuvo integrado por representantes del Ministerio de Planificación y Desarrollo, de la Secretaría de Energía, el Enargas, Nación Fideicomiso, Allseas, Boskalis, Petrobras, Germanischer Lloyd, Contreras Hermanos y a TGS.

Etapas de trabajo

Para llevar adelante la instalación del cruce submarino se fijaron cuatro etapas constructivas.

Durante la primera se realizó el *pull-in* desde la costa norte, es decir, el tiro de la cañería con un *winch*. Los trabajos de tracción fueron realizados por la firma Boskalis junto con el personal de la firma Contreras. El proyecto de *pull-in* consistió en extender el cable del *winch* desde la costa hasta el cabezal de la columna de cañería ubicada en el buque encargado del tendido, el Solitaire, a 800 metros de la costa. El cabezal fue liberado desde el Solitaire a medida que en su interior avanzaban los trabajos de soldadura que permitían acercarse a la costa norte, progresivamente, mediante el tiro del *winch*, el cabezal y la cañería producida.

En una segunda etapa, con el arribo del cabezal al punto definido en la costa norte, finalizó el proceso de *pull-in* y se llevó adelante la mayor parte del tendido submarino a cargo del Solitaire.

La tercera etapa contempló el *pull-out* desde la costa sur. En este tramo, la cañería se encontraba soldada en tiras unidas a medida que el *winch* progresaba en cada escalón de tiro y retiraba de la costa hacia el mar cada tira completa, lo que permitía posicionar la siguiente tira en la línea de la soldadura.

Para este tramo, el *winch* se instaló en la barcaza Pontra Maris, que se reubicaba a medida que se alcanzaba un escalón de tiro. Ya en el último escalón, la operación demandó traccionar una columna de aproximadamente 6500 metros. De esta manera, quedaron contiguos los dos cabezales, el que tendió el Solitaire y el que traccionó Pontra Maris.

El objetivo de la cuarta etapa consistió en instalar una pieza que uniera los dos tramos, para lo que se empleó el trabajo de buzos especializados, asistidos por sistemas de medición acústicos y láser, quienes fabricaron (bajo el agua) la pieza de interconexión. Concluidas las cuatro etapas, se realizaron pruebas y se secó la cañería para ponerlo en marcha.

Una obra que cuidó al medioambiente

La zona identificada como la boca oriental del Estrecho de Magallanes se caracteriza por fuertes vientos, bajas temperaturas y condiciones marítimas extremas.

Este paisaje contrasta con la rica fauna que habita el lugar. Unos 300.000 pingüinos llegan a Cabo Vírgenes en septiembre y lo abandonan en marzo, una vez que sus crías están en condiciones de valerse por sus propios medios.

El trabajo y el despliegue de las actividades que TGS realizó en tierra, demandados por la obra, contemplaron un estudio de impacto ambiental, más distintas acciones y estrategias de protección y de precaución para no interferir con el hábitat natural los pingüinos.

Para hacer el estudio se realizó un análisis que estuvo a cargo de EySA SRL. También se contó con la asesoría especializada de la consultora internacional de origen americano, Battelle.

Se comenzó a monitorear la zona durante los primeros meses de 2008, con equipos de entre 5 y 8 personas. Las zonas relevadas fueron la tierra, el área costera y el Estrecho de Magallanes. Se tomaron muestras del suelo, la fauna, la vegetación la cultura, la geografía y la arqueología. Finalmente, se realizaron estudios de oceanografía y muestras de calidad de agua. El objetivo fue establecer una línea de base ambiental que permitiera evaluar, luego de la realización de la obra, en qué medida el ambiente fue afectado.

Un grupo compuesto por profesionales de las consultoras y por especialistas de ambas provincias colaboró y aportó su experiencia en cada fase del trabajo. Se utilizaron equipos traídos desde los Estados Unidos y también equipos nacionales.

Se tuvieron en cuenta para elaborar matrices de evaluación de impacto ambiental en cada tramo de la obra los muestreos obtenidos, más los datos estadísticos y la legislación aplicable. Así, fue posible redactar un Plan de Protección Ambiental con 58 acciones concretas para evitar, minimizar o corregir posibles resultados negativos.

El mayor desafío ambiental que tuvo que superar el proyecto fue que en la costa norte la preservación de una



Localización de la obra.

reserva provincial que protege, entre otras especies, el hábitat de los pingüinos magallánicos.

Esta ave migratoria utiliza las costas de Cabo Vírgenes para poner huevos y criar a sus pichones. Aunque el trazado del gasoducto se hizo por fuera del área de protección, algunos pingüinos no tuvieron en cuenta los límites y anidaron en la zona de trabajo. Por este motivo, la obra no comenzó hasta que no se retiró a todos los ejemplares del área y se construyó un cerco perimetral para evitar su reingreso. ■

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



Fundación MetroGAS: el rescate del patrimonio histórico de la industria gasífera

“Dedicado a todos los hombres y mujeres que con su trabajo mantienen viva la llama de nuestra industria desde hace más de un siglo.”

A sí comienza el libro que la Fundación MetroGAS publicó en 2007, titulado *Historia de la Publicidad del Gas en la Argentina*. Esta dedicatoria encierra en sí misma el espíritu de un programa que dicha entidad desarrolla actualmente, con el propósito de rescatar el patrimonio industrial del sector gasífero.

Esta iniciativa surgió de una idea ganadora en 2002 del programa *Bienvenidas las ideas*, organizado por la Dirección de Recursos Humanos de la empresa. Aquella iniciativa promovía la generación de proyectos de mejora en los diferentes ámbitos laborales entre el personal, como también la posterior implementación de dichos proyectos en la compañía.

De esta manera, comenzó a llevarse a cabo el acopio de elementos históricos de la industria: planos originales, fotografías, publicidades y testimonios de quienes han pertenecido a la industria del gas. En esta tarea se



ha involucrado a todo el personal de la compañía, especialmente a los sectores operativos.

La gestión general de este programa está a cargo de Alejandro Lastiesas, coordinador de la Fundación y del equipo de Patrimonio Industrial conformado por Osvaldo Cacace, Daniel Infer, Walter Müller y Verónica Trelleira.

Además, cuentan con el invaluable aporte del arquitecto Jorge Tartarini -especialista en patrimonio industrial, contratado por la Fundación. El grupo realiza la clasificación de los elementos acopiados. Parte de estos elementos se encuentran exhibidos en el Centro de Entrenamiento Técnico que MetroGAS posee en la localidad bonaerense de Llavallol, como así también en los sótanos del Colegio Santa Felicitas, del barrio porteño de Barracas, como parte de la muestra de patrimonio industrial permanente que realiza la Comisión de Estudios Históricos de Barracas, La Boca y Avellaneda. El resto se encuentra en los archivos de la Fundación.

Este intenso trabajo y la gran cantidad de documentación recolectada permitieron a la Fundación publicar dos libros. El primero, ya mencionado, es, según lo describe Alberto Borrini en el prólogo, "fruto de un paciente rescate de los anuncios más memorables del sector a lo largo de un siglo". Esta obra fue presentada en la muestra Argentina Oil & Gas 2007, en el stand de MetroGAS, el cual fue diseñado en función de la temática desarrollada en esta publicación.

El segundo libro publicado fue presentado en el stand montado por MetroGAS en la muestra internacional IGU 2009, realizada en Buenos Aires durante octubre pasado. *Doña Petrona, la cocina y el gas* describe la historia de Petrona Carrizo de Gandulfo, cocinera pionera en el uso del gas domiciliario, quien integró, junto a un equipo de ecónomas, la nómina de personal de la Compañía Pri-

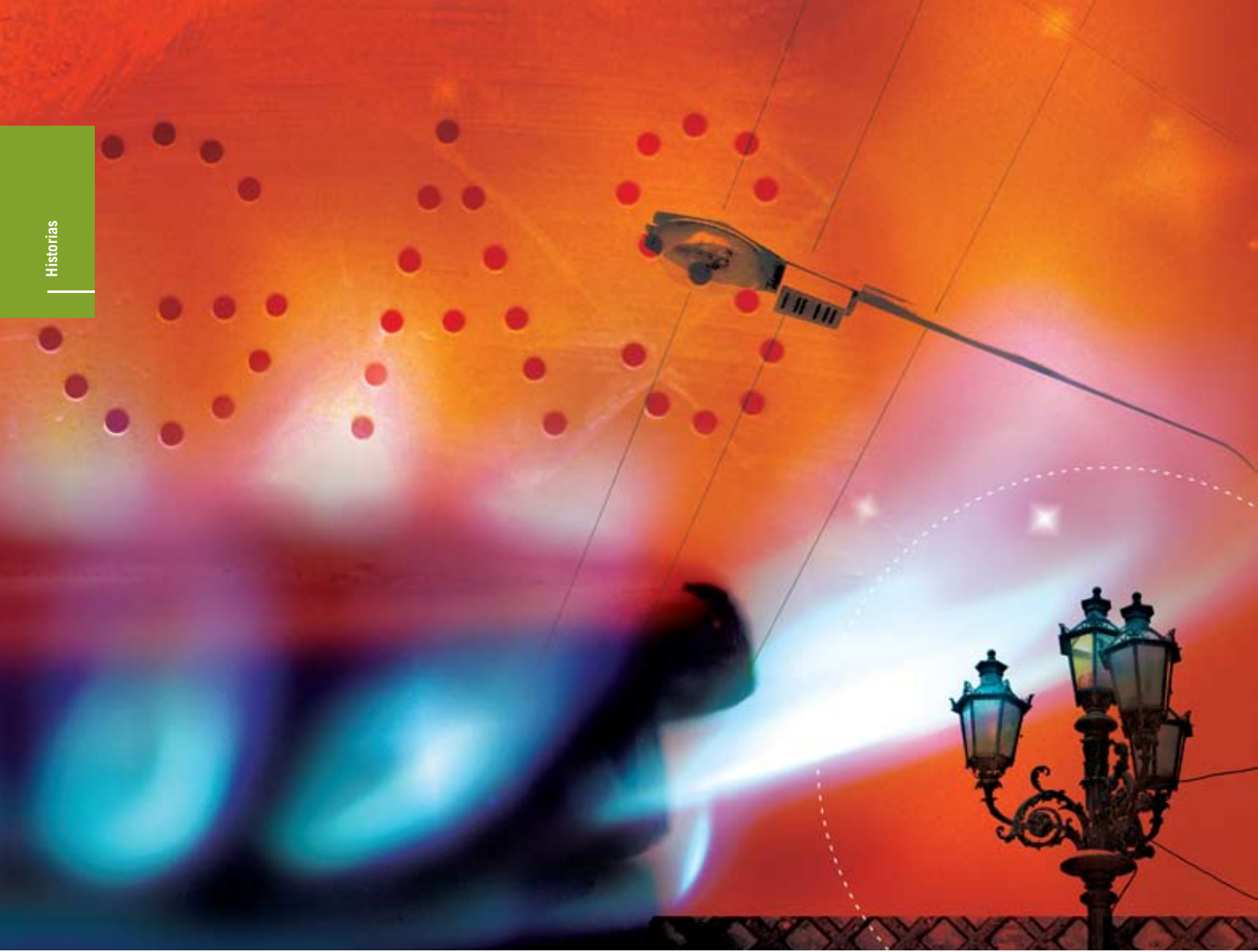
mitiva de Gas y, posteriormente, de Gas del Estado. Este libro no sólo contiene información sobre la actuación de Doña Petrona en nuestra industria, sino también su historia como comunicadora social.

El libro de Doña Petrona es la segunda obra literaria más vendida en la Argentina (la primera es el *Martín Fierro* de José Hernández). Este fenómeno, tanto literario como culinario, ha sido objeto del homenaje y del recuerdo de actuales cocineros como Maru Botana, Ada Cóncaro, Donato De Santis, Dolli Irigoyen, Narda Lepes, Martiniano Molina y los Hermanos Petersen, quienes han colaborado con su testimonio para la concreción de nuestra publicación.

Asimismo, en la mencionada IGU 2009, fue expuesta buena parte de los elementos conservados por la Fundación, en el stand de Gas Historical Network. Entre los objetos se destacó un gasómetro marca Parkinson, Branch, Parkinson and W&B Cowan Ltd., del año 1909, utilizado en el alumbrado a gas. También, un registro patrón de medición de la Compañía Primitiva de Gas.

Además, llamaron la atención el reloj de marcación de personal a tarjeta de la Superusina Corrales, marca Internacional Business, Machines Company of Delaware; un calentador de agua para baño marca Dante Martiri, modelo Celestial Tipo 5, con su correspondiente publicidad, y distintas fotografías de la Superusina Corrales de la Compañía Primitiva de Gas, ubicada en el barrio de Parque Patricios.

Este programa de recupero histórico es sumamente importante para la Fundación MetroGAS, ya que el resguardo del patrimonio industrial permite a las actuales generaciones conocer la historia del sector desde sus inicios hasta su presente. De esta manera, se valoriza el aporte de nuestra industria al servicio de la comunidad. ■



Del gas de alumbrado al gas natural en la Ciudad de Buenos Aires¹

Por *Ingeniero Víctor Oscar Miganne*

¹ A partir de esta edición, en los sucesivos números de *Petrotecnia* se publicarán notas que intentarán recapitular la historia de Gas del Estado en la Argentina. Con la participación de ex funcionarios de la compañía, se narrarán distintos proyectos y momentos clave que permitirán tener un conocimiento global acerca de la que supo ser la tercera mayor empresa de distribución y comercialización de gas en el mundo.

Introducción

En las últimas décadas del siglo XIX, varias empresas de origen británico producían “gas de alumbrado”, es decir, para iluminar las calles porteñas, con creciente competencia del alumbrado eléctrico.

A fines de ese siglo, la Compañía Primitiva de Gas compró a las otras competidoras y concentró la producción de gas en un único lugar: la Superusina Corrales, ubicada entre la avenida Amancio Alcorta y las calles Labarden, Chutro y Zavaleta.

Como la competencia con el alumbrado era cada vez mayor, la Compañía Primitiva de Gas trató de promover el uso del gas para cocción de alimentos, agua caliente y calefacción de ambientes.

La concesión que permitía a la Compañía Primitiva de Gas realizar ese servicio público estaba muy vencida, cuando Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF), que ya realizaba ese servicio en Mendoza, tomó a su cargo, el 5 de marzo de 1945, el servicio público en la Capital Federal y reemplazó a la Compañía Primitiva de Gas.

El 1º de enero de 1947 fue creada la Dirección General de Gas del Estado para que se ocupara de los servicios de gas por redes y del gas licuado de petróleo (que hasta entonces YPF abastecía directamente a los hogares, con la denominación de supergas).

El personal de YPF, como los señores Hector Villarrubí y Carlos Gómez, continuó en sus tareas elaborando distintos emblemas para la recién creada Dirección.

Así, Villarrubí tomó la cara de la República que usaba la Casa de la Moneda de la Nación, le superpuso una llama y creó el emblema tan querido por todos los que trabajamos en Gas del Estado. Ese emblema se lució en varias ciudades de América cuando la Asociación de Ayuda Recíproca Petrolera Estatal Latinoamericana (ARPEL) realizó reuniones para sus asociados, así como también en Moscú en 1971, al efectuarse el seminario sobre gas natural que organizó las Naciones Unidas.

El emblema se lució en la inauguración del servicio de gas licuado en envases de 45 kilos en las Islas Malvinas, en 1975, y posteriormente cuando se habilitó el servicio en garrafas.

A pesar de su larga trayectoria y la alta calidad en productos y servicios, esta empresa, modelo de realización estatal y de reconocimiento internacional, fue dividida en 1992 en dos compañías transportadoras y varias distribuidoras, para proceder a su privatización.

Ampliación de la capacidad de transporte de gas de la antigua red de hierro fundido de la Ciudad de Buenos Aires

Cuando el servicio de gas de la Ciudad de Buenos Aires (entonces, Capital Federal) fue tomado por YPF y luego por la Dirección General del Gas del Estado, el poder calorífico del gas distribuido era de 4500 calorías por metro cúbico.

La Compañía Primitiva de Gas no tenía mucho interés en vender gas, dado que su negocio principal era la fábrica de productos químicos donde producía desinfectantes, ácido sulfúrico y otros productos. Tanto Yacimientos Fiscales como la nueva empresa fundada, la Dirección General del Gas del Estado, decidieron ampliar el uso del gas para la cocción de alimentos y la calefacción de los hogares.

Se hizo una amplia promoción y se logró que la población aumentara el consumo; pronto, esa antigua red de hierro fundido resultó escasa y quedó colmada.

No sé bien quién tuvo la idea, estimo que surgió en



la Superusina Corrales y que el promotor fue el doctor Manuel Fernández Romero, jefe de Manufactura de Gas y posteriormente Gerente de Gasoducto.

En síntesis, en un determinado mes se empezó a incrementar el poder calorífico del gas que se distribuía habiendo prevenido a los reclamistas que lo tuvieran en cuenta al atender los reclamos y corregir en los domicilios el ingreso de aire, etcétera; así, se aumentaron las calorías por metro cúbico a 5000, 5100 y, cuando llegó a 5200, los reclamos fueron muy numerosos. Entonces, se dejó estable, por unos cuantos meses, el poder calorífico en 5000 calorías por metro cúbico.

Luego de varios meses, en los que el número de reclamos se redujo, se reinició el aumento de ese poder calorífico hasta llegar a las 5600, 5700 calorías: otra vez la situación se hacía realmente complicada por las quejas. Entonces se retrocedió a 5500 calorías por metro cúbico y el número de reclamos quedó estabilizado.

Esta historia muestra que la empresa había incrementado en mil calorías desde el inicio, algo más del 22%, en el que se había podido incrementar la capacidad de transporte de esa antigua red.

El asunto se estabilizó hasta la llegada del gas natural, cuando se hizo la conversión en todos los artefactos de la ciudad y se pasó a entregar gas natural de 9300 calorías por metro cúbico. ■



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



Canadá será sede del próximo Congreso Mundial de Energía



En septiembre los principales líderes mundiales en materia energética se darán cita en Montreal, en la vigésima primera edición de este importante evento

Desde el 12 al 16 de septiembre de 2010 se realizará en Montreal, Canadá, el XXI Congreso Mundial de Energía (WEC, por sus siglas en inglés).

Después de varias escalas en todos los continentes, el Congreso llegará a la ciudad canadiense para conformar un punto de reunión clave para los líderes mundiales en materia energética.

Los sectores de la energía reconocen que enfrentan una urgencia cada vez mayor: se necesitará más energía, desde ahora hasta 2020, con precios que aumentan considerablemente, mientras se espera que la demanda mundial de energía se duplique para 2050. Un tercio de la población mundial aún no cuenta con los beneficios de un abastecimiento fiable. El sector energético enfrenta problemas ambientales, sociales y políticos abrumadores. En pocas palabras, la situación es crítica.

En ese sentido, el tema preponderante en el evento será la respuesta inmediata a los desafíos mundiales y la evolución de la energía para un planeta vivo. En este marco también se tratarán las principales preocupaciones de la comunidad energética, los líderes mundiales y el público en general.

El Congreso ha asumido un compromiso firme respecto de la creación de un futuro sostenible, por lo que analizará las cuestiones energéticas según los cuatro desafíos



considerados como prioridades básicas. Durante cada uno de los cuatro días del Congreso se tratará un desafío.

Así, la agenda del encuentro estará marcada por:

Accesibilidad. Satisfacer la demanda de energía: un desafío mundial exige soluciones mundiales

Este primer día se dedicará a la necesidad de manejar la creciente demanda de energía del planeta. Las curvas del aumento del consumo de energía registradas en los últimos años no se pueden extrapolar simplemente al futuro. Además, ya no es posible seguir negando las demandas legítimas de quienes ahora carecen de un abastecimiento adecuado para sus necesidades básicas. Por su parte, el crecimiento demográfico y económico de las economías emergentes movilizará la mayor parte de la capacidad agregada necesaria para el sistema energético mundial. Una respuesta adecuada a ese aumento de la demanda presentará desafíos importantes. La lentitud de la economía mundial podría mitigar temporalmente la situación, pero los desafíos siguen siendo inminentes.

Disponibilidad. ¿Cuál es la combinación más adecuada para la estabilidad a largo plazo?

Las principales fuentes de energía del planeta no han cambiado después de la crisis energética de los años setenta. Los combustibles fósiles aún constituyen la principal base de abastecimiento energético. Sin embargo, las nuevas preocupaciones acerca del cambio climático, y el pronóstico de un aumento pronunciado en la producción de petróleo convencional durante los próximos 10 o 20 años obligan a pensar de una manera diferente. Estas nuevas cuestiones exigen la evaluación del rendimiento previsto de las diferentes fuentes de energía que ya están disponibles o que se desarrollarán en un futuro casi inmediato.

Aceptabilidad. Soluciones energéticas para un planeta vivo

La sostenibilidad y la aceptabilidad son, ahora, los requisitos previos de cualquier estrategia a largo plazo de abastecimiento de energía para el planeta. En efecto, una estrategia energética debe incluir evaluaciones completas y planes de gestión de las repercusiones ambientales o sociales. Además, esa estrategia debe formularse con la participación del público y priorizar sistemas y tecnologías más eficientes. El desarrollo de políticas y prácticas

energéticas eficientes y sostenibles es una tarea compleja en la que participan diversas partes interesadas.

Responsabilidad. Políticas, reglamentación y financiamiento

Financiar proyectos energéticos requiere políticas claras y marcos de reglamentación estables para asegurar un uso óptimo de los recursos y buenos porcentajes de rentabilidad sobre las inversiones. Lograr el equilibrio entre estos tres elementos no es fácil y exigirá niveles de cooperación entre el sector público y privado y formas de asociación gubernamental nuevas sin precedentes.

La totalidad del programa del Congreso se construirá alrededor de estos cuatro ejes.

Cada día se dedicará a un campo de acción abordado mediante cinco o seis asuntos principales, desarrollados en sesiones técnicas específicas. Cada asunto se exhibirá en sesiones paralelas, realizadas en un plenario de apertura con disertantes centrales y también con una sesión plenaria de cierre, centrada en las acciones requeridas relacionadas con ese lema global específico.

Estas llamadas a la acción estarán integradas en un programa de acción que será debatido y adoptado al final del Congreso. La estructura temática general servirá como una matriz con la que se relacionarán y adjudicarán todos los otros eventos y sesiones especiales del evento. Esto producirá un programa de actividades coherente y dinámico para todos los participantes.

Se espera que participen del Congreso más de 3500 delegados, expositores y visitantes de todas partes del mundo. Se ha previsto la realización de más de 200 conferencias y eventos vinculados. Además, muchas organizaciones importantes del sector han optado por reunirse al mismo tiempo que el Congreso, como la Financial Times Energy Leader Summit, que por primera vez se congregará fuera de Londres.

Por otro lado, este cónclave mundial será un *Congreso Verde*. WEC Montreal 2010 es un organismo responsable que busca respetar los principios de desarrollo sostenible y reducir el impacto ambiental de sus actividades, a través de un proceso de mejoramiento continuo.

Además de su objetivo *Cero Desechos*, los socios del evento participarán en el Programa Toward Low Carbon and Climate Change Resilient Territories, puesto en marcha por el Programa de Desarrollo de las Naciones Unidas (UNDP). Con este programa, la UNDP busca facilitar la

integración estratégica de desarrollo de iniciativas a nivel nacional. Con los programas que ha realizado, la UNDP ayuda a los países a ocuparse de los desafíos relacionados con la ecología y la energía, al contactarlos con socios importantes.

Más datos del Congreso Mundial de Energía

En 1924 fue fundado en Londres el World Power Conference. Originariamente, la organización fue orientada hacia la energía eléctrica. Sin embargo, en 1968, su nombre fue cambiado a World Energy Conference y, finalmente, en 1990, a World Energy Council (WEC).

El WEC o Consejo Mundial de la Energía (CME) es una ONG sin fines de lucro y en la actualidad es la principal organización mundial de energías múltiples. Abarca todos los tipos de energía, que incluye carbón, petróleo, gas natural, energía nuclear, hidroeléctrica, renovables convencionales y no convencionales.

El CME tiene comités nacionales en más de 90 países, incluso en la mayoría de los principales países productores y consumidores de energía. Cada comité está integrado por empresas y socios individuales que tienen acceso a todos los beneficios del CME.

Este encuentro actúa en conjunto o en coordinación

con las Naciones Unidas; el Banco Mundial; Foro Económico Mundial; Comisión Europea, CSLF; OLADE, la Agencia Internacional de Energía de OECD; NERC; IIASA; Internacional Gas Union, entre otros organismos.

Su misión es "promover la provisión y el uso sostenible de la energía para obtener el mayor beneficio para todos". Este objetivo se lleva a cabo mediante los propósitos, como la obtención de datos y promoción de las investigaciones relacionadas con los medios para proveer y usar la energía que aporte, en el corto y largo plazo, los mayores beneficios sociales y el menor impacto negativo sobre el entorno natural, además de la publicación de los resultados de dichas investigaciones. Estos propósitos fueron aprobados en 1924, al fundarse el CME. Luego se modificaron, con el correr de los años, para adaptarse a la cambiante industria energética y a las modificaciones surgidas dentro del seno del Congreso.

El CME abarca todas las formas de energía: combustibles fósiles, energía nuclear, energías renovables convencionales y otras fuentes renovables no convencionales.

Además, es conocido en el sector energético mundial por sus reportes, análisis, investigaciones, casos de estudio, proyecciones energéticas de mediano y largo plazo, y sus recomendaciones en políticas y estrategias energéticas.

El CME efectúa ciclos de trabajo de tres años, en los que realiza estudios, programas técnicos y programas regionales que culminan en el Congreso Mundial Trienal. ■



AREA GEOFÍSICA es el representante exclusivo de Nord West, empresa rusa líder a nivel mundial en prospecciones geofísicas, aplicando el Método Magneto Telúrico (MT) pasiva, para exploraciones de hidrocarburos y geotérmicas.

Las ventajas del método son su aplicación en:

- ▲ Grandes superficies
- ▲ Zonas ambientalmente sensibles
- ▲ Topografía irregular
- ▲ Zonas selváticas
- ▲ Zonas pantanosas
- ▲ Weathering

Además se caracteriza por:

- ▲ Rapidez en la registración y en el procesamiento
- ▲ Bajo costo comparativo
- ▲ Nulo impacto ambiental

Humberto Primo 985 Piso 5to. (1103) Buenos Aires - Argentina

Tel/Fax (5411) 4307-3448 / 5468

e-mail: info@areageofisica.com.ar

Conmemoración del 50° aniversario del Gasoducto Norte

“Una robusta columna vertebral energética, que atraviesa siete provincias, es vehículo de distribución en la más extensa y poblada región del país”, definía el entonces presidente de YPF, Horacio Aguirre Legarreta, al nacimiento del Gasoducto Norte.

El 18 de marzo de 1960, con la presencia del presidente de la Nación de la época, Arturo Frondizi, y autoridades de Gas del Estado e YPF, se habilitó el tendido que une Campo Durán (en la provincia de Salta) con General Pacheco (en el Gran Buenos Aires). Así, se sumaron 7 millones de metros cúbicos por día al millón que ya provenía de los yacimientos patagónicos.

El Gasoducto Norte fue una expresión acabada, en términos de infraestructura, de una conceptualización distinta de la Argentina. Entre 1958 y 1961 la producción de petróleo y gas natural aumentó un 150%. Por primera vez en la historia, nuestro país logró el autoabastecimiento petrolífero y dejó de ser importador para convertirse en exportador de petróleo.

Con una longitud de 1744 kilómetros y una tubería de 24 pulgadas de diámetro en el 90% de su recorrido, esta obra tuvo enorme significancia en su época. Más aún teniendo en cuenta que se construyó junto con el poliducto Campo Durán – San Lorenzo.

En ese entonces fueron presentadas como las obras de mayor envergadura realizadas para el transporte de hidrocarburos líquidos y gaseosos en el hemisferio occidental, con la sola excepción de las implementadas en los Estados Unidos.

La descentralización energética que promovía se tradujo en una descentralización industrial que favoreció la radicación fuera de la cintura de Buenos Aires e hizo un aporte a la corrección de la macrocefalia económica que el país acusaba.

Han pasado ya 50 años. Más allá del cambio de actores y de la evolución de escenarios, en Transportadora Gas del Nor-

te se trabaja con la consigna de superarse día a día, y con la convicción de que el crecimiento y mejora de la infraestructura energética contribuirá con la prosperidad del país y mejorará la calidad de vida de todos sus ciudadanos. Entre los puntos destacables se mencionan:

- A lo largo de estos años TGN contribuyó a que el Gasoducto Norte se amplíe de su original capacidad de 7 millones de metros cúbicos diarios a los actuales 22,5. También, en la ampliación de sus 1744 kilómetros de extensión a los 3886 de hoy (con los gasoductos paralelos o *loops* que aumentan su capacidad); y de sus 4 plantas compresoras iniciales, con 36.000 HP a las actuales 11, con 184.800 HP.
- El Gasoducto Norte atraviesa, en su recorrido desde el extremo norte hasta la región pampeana, diferentes ecorregiones. Esta amplia biodiversidad acentúa la sensibilidad para prestar el servicio público de transporte de gas natural con responsabilidad ambiental.
- La empresa ha incorporado tecnología que le ha permitido mejorar las condiciones de calidad y seguridad del sistema.
- La compañía se comprometió con lograr y mantener niveles de desempeño en calidad, seguridad, salud y manejo de riesgos comparables con los mejores de la industria.
- La distribuidora expresó su responsabilidad social a través de compromisos y acciones destinadas para contribuir con el desarrollo sostenible, el diálogo y la búsqueda de creación de valor de las comunidades que integra.

Algunos de los proyectos vinculados al Gasoducto Norte son:

- Cadena de valor: desarrollo de proveedores locales. Emprendedores de pequeñas localidades de los departamentos General San Martín y Orán, de la provincia de Salta; San Pedro, de la provincia de Jujuy. También algunos proveedores de la ciudad de Tucumán.
- Gobernabilidad del riesgo: programa de fortalecimiento de las comunidades del norte de Salta gracias a la articulación entre la gestión pública y la privada.
- Escuela 4748 de Misión La Loma.
- Programa de fortalecimiento comunitario y talleres de gobernabilidad del riesgo.
- Talleres con la participación de padres y alumnos de las distintas comunidades indígenas.

Cada paso hace visible la idoneidad, la dedicación y la acción de una empresa comprometida con el desarrollo y el crecimiento del país.

Ingeniería 2010: se amplía el plazo para presentar trabajos

El Congreso Mundial y Exposición Ingeniería 2010 Argentina, que se desarrollará desde el 17 hasta el 20 de octubre de este año, anunció la extensión de fecha para que los interesa-



dos puedan presentar sus trabajos.

Ahora, los ingenieros, profesionales y emprendedores del sector que deseen enviar sus trabajos para compartir sus investigaciones, experiencias y conocimientos podrán hacerlo hasta el 30 de abril.

El encuentro, que se desarrollará en La Rural, Predio Ferial de Buenos Aires con el lema *Tecnología, innovación y producción para el desarrollo sostenible*, invita a quienes deseen participar con sus trabajos a conocer las condiciones de presentación en www.ingenieria2010.com.ar (Sección *call for papers*)

Para conocer los detalles, consultar en <http://www.ingenieria2010.com.ar/files/SECOND-ANNOUNCEMENT-INGENIERIA-2010-CASTELLANO.pdf>

Ingeniería 2010 Argentina, Congreso Mundial y Exposición constituirá una excelente oportunidad para comunicar, a nivel internacional, los avances en tecnología, innovación y producción; promover la interacción entre los ingenieros y destacar su contribución a la sociedad y el compromiso social de sus emprendimientos.

Los trabajos serán evaluados por destacados profesionales de la ingeniería, la academia y el sector productivo. El Congreso ofrecerá la oportunidad de compartir contribuciones con los colegas del mundo, lo que permitirá enriquecer el debate y reflexionar sobre los avances en la ingeniería y sobre las distintas problemáticas en las puede brindar un aporte sustancial.

Durante el evento los profesionales del sector podrán debatir sobre la realización efectiva de sus actividades en favor del desarrollo sostenible y hacer un aporte sustancial al crecimiento de la industria.

Los temas que se tratarán en el evento serán desarrollados de manera independiente y coordinados por los presidentes de los comités organizadores, reconocidos profesionales de la ingeniería argentina, de amplia trayectoria en cada materia. Los temarios se concentrarán en cuestiones de actualidad que permitan elaborar conclusiones concretas, prácticas y aplicables a nivel internacional. Asimismo, estas conclusiones serán presentadas en una reunión plenaria al finalizar el Congreso y serán puestas a consideración de los gobiernos.

El evento es organizado por la Unión Argentina de Asociaciones de Ingenieros (UADI) y el Centro Argentino de Ingenieros (CAI). Cuenta también con la colaboración de instituciones vinculadas con la ingeniería y disciplinas afines de todo el país. A su vez, forma parte de las actividades centrales que realiza la Federación Mundial de Organizaciones de Ingenieros (FMOI), con la adhesión y participación de la Unión Panamericana de Ingenieros (UPADI), ISTIC y UNESCO, entre otras instituciones de jerarquía mundial.

El enfoque común establecido por el lema del encuentro será interpretado por 6 capítulos simultáneos y 2 foros:

1. Tecnologías de información y comunicación – TIC.
2. Energía y cambio climático – ECC.
3. Innovación en la producción primaria e industrias agroalimentarias – IPPIA.
4. Grandes metrópolis y sus infraestructuras – GMI.
5. Formación del ingeniero para el desarrollo sostenible –FIDS.
6. Práctica profesional de la ingeniería – PPI.

Foros

7. La mujer en la ingeniería y la empresa – MIE.
8. Los jóvenes en la ingeniería y la empresa – JIE.

En el marco del Congreso, y conforme a los ejes temáticos que serán abordados, se desarrollará la exposición, en la cual

ya están participando las empresas más representativas de los sectores de infraestructura; energías; alimentos y telecomunicaciones, entre otros rubros, como así también sus proveedores, lo que transforma al espacio en el punto de encuentro y de negocios obligado de los principales referentes.

Más información:

Presentación de trabajos: papers@ingenieria2010.com.ar
 coordinación@ingenieria2010.com.ar
 Inscripciones al Congreso: Tel: (+54 11) 4346-0027 de lunes a viernes de 9 a 19 h, inscripciones@ingenieria2010.com.ar
 Comercialización del Congreso y Exposición:
 Tel/Fax: (+54 11) 4810-0949 info@ingenieria2010.com.ar
 Información Área Académica: Tel: (+54 11) 4810 0408
coordinacion@ingenieria2010.com.ar

Amanco se consolida como el mayor proveedor de geosintéticos en la Argentina

Amanco Argentina y BIDIM de Brasil, ambas empresas pertenecientes al Grupo Mexichem, han acordado que Amanco Argentina comercialice los geotextiles marca Bidim en la Argentina.

De esta manera, Amanco Argentina se consolida como el mayor proveedor de geosintéticos en el país, dado que la incorporación, a su cartera de productos, de los geotextiles BIDIM, se suma a la gama de geotextiles PAVCO de Colombia, que la compañía ya viene comercializando.

Pionera en no tejidos de alta tecnología, la marca BIDIM fue introducida en Brasil en 1971 y hoy es una empresa líder en la industria de la construcción civil en Latinoamérica.

En 2008, el Grupo Mexichem, propietario de PAVCO de Colombia y Geotextiles del Perú, adquirió la fábrica de geotextiles BIDIM de Brasil. Con la incorporación de los productos brasileños a su división Geosistemas, el Grupo Mexichem se posiciona entre los más importantes productores mundiales de geotextiles y como el principal de Latinoamérica.

Los geosistemas son productos de ingeniería para diversas aplicaciones en la construcción civil, utilizados para separar, filtrar, drenar, impermeabilizar, reforzar, controlar la erosión y dar protección a los suelos.

PAE avanza en su programa de exploración offshore del Mar del Golfo San Jorge

Pan American Energy (PAE), la segunda productora de petróleo y gas natural de la Argentina, comenzó con el análisis e interpretación del primer paquete de información de los datos obtenidos durante la campaña de registración sísmica 3D, realizada entre agosto y octubre de 2009, en las Áreas Centro Golfo San Jorge Marina (CGSJM), Santa Cruz y CGSJM Chubut, ubicadas en aguas de las respectivas provincias, en el Golfo San Jorge.

PAE recibió la primera entrega de información hace dos semanas de manos de Western Geco, la compañía operadora del buque sísmico que recolectó los datos del subsuelo. El área de Geofísica de PAE ya analiza e interpreta los datos recibidos,

una tarea que demandará aproximadamente diez meses. La compañía prevé que, para fines de 2010, podrá elaborar un ordenamiento de los prospectos considerados potencialmente más atractivos y comercialmente viables.

Paralelamente, la Vicepresidencia de Operaciones *Offshore* de PAE se encuentra planificando la campaña de perforación, que incluye la programación de diferentes procesos de ingeniería, de logística y la firma de decenas de contratos.

El programa exploratorio *offshore* en el Mar del Golfo San Jorge se encuadra en el marco de las UTE que PAE integra con las empresas provinciales Petrominera Chubut y Fomicruz (Santa Cruz). Para la adquisición de la Sísmica 3D, PAE contrató a Western Geco, que ya había desarrollado trabajos de registración para la empresa en el área Cerro Dragón.

La campaña de registración sísmica se extendió 52 días (frente a los 70 días previstos originalmente) y se desarrolló en aguas pertenecientes a ambas provincias. El estudio permitió el relevamiento de una superficie marina de 1700 kilómetros cuadrados, de los cuales 600 correspondieron a Chubut y otros 1100, a la provincia de Santa Cruz.

Este programa prevé una inversión inicial de 80 millones de dólares para el primer período exploratorio, que finalizará en 2012, y que PAE realizará a su riesgo. De ese total, la compañía destinó 25 millones a la primera etapa exploratoria, empleados para adquirir la registración sísmica, el procesamiento de los datos obtenidos y el reprocesamiento de otros 3000 kilómetros cuadrados de sísmica 2D ya existentes.

Sin precedentes por la superficie cubierta, sus características tecnológicas y la participación de las empresas provinciales, este programa constituye un hito histórico en la vida petro-

lera de la Patagonia sur y un punto clave de los compromisos de inversión y acuerdos para la extensión de concesiones que PAE suscribió con Chubut y Santa Cruz en 2007.

PAE actúa como operadora de las áreas CGSJM Santa Cruz y CGSJM Chubut. La profundidad de agua en el área es de unos 80 metros, en promedio.

Bridas, en alianza con la china CNOOC

Bridas Energy Holdings (Bridas) y China National Offshore Oil Corporation Limited (CNOOC) han decidido integrar una *joint venture*, en la que cada una contará con una participación del 50% en Bridas Corporation, la compañía sujeto de esta integración, que es actualmente una subsidiaria totalmente controlada por Bridas.

La operación es el resultado del acuerdo preliminar celebrado en marzo pasado entre Bridas y CNOOC International Limited, una subsidiaria enteramente controlada por CNOOC.

Una vez completado el acuerdo, Bridas y CNOOC International Limited no sólo tendrán una participación accionaria del 50% de Bridas Corporation, sino que compartirán la toma de decisiones estratégicas y de *management* de la sociedad.

Actualmente Bridas Corp. desarrolla actividades de exploración y producción de hidrocarburos en la Argentina, Bolivia y Chile. Además, ejecuta negocios en petróleo y gas en distintas partes del mundo a través de sus afiliadas. Su portafolio de



NACE
INTERNATIONAL

NACE
INTERNATIONAL
TRAINING & CERTIFICATION

iapg
INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETROLEO Y DEL GAS
Licenciario de
Cursos NACE en Argentina

Cursos 2010

- **Nivel 1 ENSAYISTA DE PROTECCION CATODICA**
CP1 Cathodic Protection Tester
1 al 6 de noviembre de 2010
- **Nivel 2 TECNICO EN PROTECCION CATODICA**
CP2 Cathodic Protection Technician
8 al 13 de noviembre de 2010

activos incluye una participación del 40% en Pan American Energy LLC., una empresa del Cono Sur de Sudamérica.

Para Bridas, el acuerdo con CNOOC supone incorporar como socio a uno de los jugadores líderes del negocio petrolero de Asia, con amplia experiencia en la exploración y la producción costa afuera (*offshore*), cuyo plan estratégico de crecer -en términos de producción y reservas de hidrocarburos- en Latinoamérica están alineados con los objetivos de Bridas para sus operaciones en la región.

El presidente de Bridas, Carlos Bulgheroni, manifestó: "Estoy muy complacido del acuerdo alcanzado con CNOOC. Esta asociación nos permitirá encarar, en una forma aún más robusta, nuestros programas de crecimiento en la Argentina, en el Cono Sur y en otras regiones del mundo con enorme potencial de reservas y producción de petróleo y gas natural. Con este acuerdo, CNOOC da un primer gran paso en el Sur de Sudamérica y Bridas consolida su presencia internacional y su proyección en Asia Central, África y el Lejano Oriente".

Los principales objetivos de la carrera serán:

- Promover una instancia de formación integral en energías renovables, con especial foco en la realidad regional y local, tanto en la generación como en la aplicación y uso de energías.
- Integrar los aportes con el estudio de las energías renovables para analizar y evaluar requerimientos del área.
- Aplicar principios y técnicas de diagnóstico, y evaluación de la gestión energética, para analizar los riesgos involucrados a nivel económico, social y ambiental en diversos escenarios.

Más información: www.utn.edu.ar - maestrenov@rec.utn.edu.ar

Nuevas autoridades en la Cámara Argentina del Gas Natural Comprimido

La Cámara Argentina del Gas Natural Comprimido informó la nómina de sus nuevas autoridades para el período 2010/2011, que quedará planteada de la siguiente manera:

Presidente	Fausto Maranca	GNC Galileo SA.
Vicepresidente 1	José Alberto Ramenzoni	SMG SRL.
Vicepresidente 2	Julio José Fracchia	Inflex – Argentoil SA.
Secretario General	Juan Pablo Moreno	Kioshi Compresión SA.
Prosecretario	Oscar Asdrúbal Olivero	OYRSA GNC SA.
Tesorero	Guillermo Naranjo	GN Group SA.
Protesorero	Jorge Ferro	Tomasetto Lovato SA.
Revisor de cuentas	José Aspromonte	Delta Compresión SRL.
	José Jensen	GNC Salustri SA.
	Daniel Luis Serena	Gaspetro SA.
Revisor de cuentas suplente	Francisco Isoldi	Kioshi Compresión SA.

CGC designó un nuevo gerente general

Diego Garzón Duarte dejó el cargo de gerente general y se retiró de Compañía General de Combustibles SA (CGC). El directorio de la compañía ha aceptado la decisión y destacó la valiosa contribución a la empresa durante el tiempo en que ocupó el cargo.

En su reemplazo asumió Santiago Marfort, abogado egresado de la Universidad Nacional de Córdoba. El flamante ejecutivo tiene una larga trayectoria vinculada con CGC y se desempeñaba hasta su asunción como gerente de Asuntos Legales de CGC.



La UTN lanza una maestría en Energías Renovables

En el marco de la celebración del Bicentenario, la Universidad Tecnológica Nacional (UTN) abrió la inscripción a su Maestría en Energías Renovables, en sus menciones Eólica, Solar y Energía de la Biomasa.

Se trata de una maestría gratuita con vacantes limitadas, que pretende realizar un aporte desde lo académico, científico y profesional a la diversificación de la matriz energética nacional.

Para la UTN, las energías renovables son una realidad ineludible y asume su conocimiento y promoción como un compromiso para el desarrollo, mediante la formación de posgrado de profesionales capaces de gestionar la implementación de políticas energéticas y brindar los fundamentos tecnológicos para la toma de decisiones.

Kimberly-Clark Professional presentó 6 nuevos productos de seguridad industrial

Kimberly-Clark Professional*, la línea dedicada a brindar soluciones integrales de higiene y seguridad en las áreas de trabajo, presentó trajes descartables, guantes revestidos y anteojos de protección.

Algunos de los productos presentados por la compañía son:

- Kleenguard*A40: trajes descartables de uso industrial para la protección personal de los operarios frente a salpicaduras de líquidos a presión y químicos de bajo riesgo. Es un traje con aprobaciones europeas que brinda una mayor durabilidad por su mayor estiramiento de la tela. Evita roturas y rinde más tiempo.
- Kleenguard*A30: trajes descartables de uso industrial para la protección personal de los operarios frente a salpicaduras de líquidos y partículas. Estos trajes tienen un diseño de

talles Reflex*, patentado por Kimberly-Clark Professional*, (talles de mayor amplitud), tela SMS y tejido Microforce* que permite la salida del vapor de sudor (mayor respirabilidad) e impide el paso de partículas.

- Kleenguard* G40 Nitrilo: guantes revestidos con espuma de nitrilo. Proveen excelente agarre, sujeción y respirabilidad. Excelentes resultados en test de abrasión (4 de 4) y mayor vida útil.
- Kleenguard* G40 Látex: guantes revestidos con látex. Proveen muy buen agarre y respirabilidad. Preferidos 19 a 1 sobre los guantes de cuero, con mayor vida útil y mejor productividad para el operario.
- Kleenguard* V10 Línea Estándar: anteojos que ofrecen excelente protección contra riesgos mecánicos y radiación UVA/UVB. Resistentes a los impactos, con armazón ligero, diseño envolvente y sin punto ciego. Disponible en versión transparente para uso en interiores, y versión oscuras, para exteriores.
- Kleenguard* V20 Línea Confort: anteojos que ofrecen excelente protección contra riesgos mecánicos y radiación UVA/UVB. Resistentes a los impactos, con armazón ligero, diseño envolvente y sin punto ciego. Con patillas acolchadas. Disponible en versión transparente con antiniebla (reducen la condensación del lente en ambientes de gran humedad), oscuras (para uso en exteriores) y versión interior/exterior (pueden utilizarse en ambientes internos y oscuras, y ambientes externos con luz de sol).

El ex presidente uruguayo visitó una central energética

El ex presidente de la República Oriental del Uruguay, Tabaré Vázquez, visitó las obras en la Central Térmica José Batlle y Ordóñez. Estas obras consisten en la instalación de ocho motores multicombustibles que aportarán 80 MW de potencia al sistema hidrotérmico nacional.

Con una inversión total de 95 millones de dólares, esta inversión se enmarca en el esfuerzo que UTE ha realizado en los últimos cinco años para garantizar el suministro de energía a los uruguayos.

El nuevo equipamiento tiene una vida útil mínima de 20 años. La compañía Wärtsilä será la responsable de operar y mantener el funcionamiento de la usina, que garantice un desempeño eficaz. UTE se asegura, así, el compromiso del fabricante en el mejor aprovechamiento de las instalaciones.

El proyecto utilizará ocho motores Wärtsilä 12V46 (10 MW cada uno), que fueron totalmente reparados y reacondicionados por el equipo de servicios de la empresa. Al ser motores multicombustibles, inicialmente serán alimentados a fueloil o gasoil, con capacidad de ser reconvertidos a gas natural o biocombustibles en un futuro. El nivel de eficiencia mecánica de estos motores es mayor al 44%, la que se traduce en ahorros significativos de combustibles y en una menor generación de emisiones comparado con otras tecnologías.

Durante la visita de Vázquez, el presidente del Directorio de UTE, Beno Ruchansky, recordó que al inicio de su gestión -en 2005- asegurar el suministro de energía eléctrica implicaba un gran desafío por las vulnerabilidades que presentaba el sistema eléctrico uruguayo a nivel de la generación. Por ello, la labor estuvo enfocada en el fortalecimiento de la capacidad del parque de generación eléctrica, al instalar 200 MW en Punta



del Tigre, a finales de 2006, y ampliarla a 300 MW en 2007.

Finalmente, Vázquez y Ruchansky descubrieron una placa conmemorativa de la visita presidencial y la puesta en funcionamiento de los nuevos motores que abastecerán de electricidad a la red nacional del país.

Tecna: crecimiento y consolidación en Latinoamérica

Cuatro proyectos de gran envergadura para el sector del gas y petróleo han sido adjudicados a Tecna.

Así, al crecimiento en México en el área de refinería se suma la consolidación en Brasil con proyectos en la Amazonía y el *offshore*. También, la compañía agrega la ampliación del Proyecto Camisea, en Perú.

Estos contratos reiteran la confianza que los clientes depositan en Tecna y sus asociados para la ejecución de Proyectos EPC.

En Brasil, Transportadora Urucú Manaos (TUM) adjudicó al consorcio Tecna-GDK el montaje de dos estaciones compresoras ubicadas en Juaruna y Coari. TUM, subsidiaria de Petrobras, es la operadora del gasoducto Urucú-Manaos. Este gasoducto se extiende 660 kilómetros por la selva amazónica y abastece a la ciudad de Manaos con gas proveniente de los

campos de Polo Arara-Urucú, que potencia el crecimiento económico de esta región.

Ambas plantas se encuentran en el municipio de Coari/ Amazonas, en una locación a la cual sólo se puede acceder por aire o por agua, por los ríos Amazonas, Solimões y Urucú.

La ejecución de este proyecto se caracteriza por la complejidad de la logística asociada a los transportes fluviales de materiales y equipos. Dentro del convenio se encuentra el análisis de consistencia y consolidación de ingeniería; provisión y montaje de equipos; instrumentación; cañerías; instalaciones eléctricas; sistemas de automatización y control; urbanización del área interna; precomisionado; comisionado y asistencia en la puesta en marcha.

Por otro lado, Petrobras adjudicó a Tecna y a Jaragua el diseño y la provisión de equipos para dos unidades deshidratadoras de gas, que serán montadas por Petrobras en las plataformas P-58 y P-62. Este proyecto sigue la línea de las unidades de deshidratación ya entregadas en P-34 y PMXL-1 (Mexilhao). La compañía lleva, así, un total de cuatro unidades *offshore*, lo que evidencia la confianza del cliente en el diseño y gestión de Tecna y sus asociados.

En México, Tecna, en asociación con Isolux y Technip, fue contratada para proveer la ingeniería, suministros y cons-

trucción de una unidad de recuperación de azufre (SRU) para PEMEX REFINACIÓN en Refinería Salamanca.

Se trata de un proyecto para un cliente de gran envergadura como PEMEX. Será el primer trabajo con Technip, con quien se podrá realizar una integración muy productiva. Asimismo, el proyecto EPC con PEMEX REFINACIÓN abre el camino a nuevas posibilidades de negocios y consolida a Tecna en el país azteca.

El alcance del proyecto incluye la ingeniería de detalle; suministros; fabricación; transporte; construcción civil; montaje electromecánico. También, precomisionado; comisionado y puesta en marcha de una unidad de recuperación de azufre (SRU), con capacidad para 80 toneladas diarias.

Esta obra consiste en un horno de reacción con caldera de vapor de recuperación; dos reactores para la generación de azufre; dos condensadores de azufre y un oxidador térmico para los gases residuales. Además, se construirán los servicios auxiliares para la planta: una nueva subestación eléctrica, la sala de control de planta y las instalaciones de aire comprimido. Esta nueva planta se integrará a las redes existentes de la refinería.

En Perú, mientras tanto, Pluspetrol adjudicó al consorcio Tecna-AESA un importante contrato en Camisea. Se trata del proyecto EPC Malvinas Expansion Plant. Esta obra comprende el desarrollo de ingeniería; suministros; fabricación; transporte; construcción y montaje; precomisionado y comisionado, además de asistencia a la puesta en marcha, pruebas de performance y entrenamiento de personal.

Los trabajos incluyen la instalación de un nuevo Tren Criogénico de 520 MMSCFD de capacidad, una nueva unidad de estabilización de condensado, dos turbogeneradores, dos turbocompresores y los trabajos de expansión de todas las utilidades de planta y campamento.

Este proyecto para Pluspetrol Perú se da en el marco de una nueva expansión de las instalaciones de Camisea, para alcanzar los nuevos requerimientos de proceso resultantes del incremento en los niveles de producción de gas planificados para 2012. Tecna ha participado en todas las fases del proyecto Camisea, desde el primer EPC, en 2004, de modo que esta adjudicación reitera la confianza de Pluspetrol en la capacidad de Tecna para la ejecución de proyectos EPC.



Profesionales & consultores

GAFFNEY, CLINE & ASSOCIATES

TECHNICAL AND MANAGEMENT ADVISERS
TO THE INTERNATIONAL PETROLEUM INDUSTRY
Av. R. S. Peña 917, Piso 2 Tel: 4394-1007
(1035) Buenos Aires Fax: 4326-0442
E-MAIL: GCABA@GAFFNEY-CLINE.COM
WWW.GAFFNEY-CLINE.COM
También: Inglaterra, USA, Brasil, Venezuela, Australia, Singapur.



Incluidos en el Registro de Auditores y Certificados 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 (2322) 300-191/192
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) 4325-8008 Fax: (54-11) 4393-549
E-mail: publicidad@petrotecnia.com.ar





Se conformó el comité asesor de cursos

Por las constantes innovaciones y desarrollos en los temas de la industria del petróleo y del gas que obligan a una actualización permanente, el IAPG conformó un comité asesor de cursos, que reúne a importantes referentes de las diferentes disciplinas y especialidades de la industria.

Su objetivo consiste en proporcionar un respaldo técnico específico en las diferentes áreas del sector; además, detectar necesidades no cubiertas por su oferta habitual de cursos, asesorar sobre la calidad y oportunidad de variadas actividades de capacitación ofrecidas por terceros y colaborar para dar respuestas a requerimientos de capacitación específicos, realizados por las empresas socias de la institución.

Este nuevo comité está conformado por los especialistas Carlos Casares; Marcelo Crotti; Arturo Franicevich; Luis Fredes; Juan Iriarte; Alberto Khatchikian; Luis Rabanaque; Juan Rosbaco; Luis Stinco y Pablo Subotovsky,

La primera reunión se realizó el 10 de marzo. Actualmente se está trabajando para ampliar la oferta de capacitación con la inclusión de temas relacionados con la innovación tecnológica y que hagan al *core business* de la industria.

La creación de este nuevo comité contribuirá al incremento de la funcionalidad y excelencia de los cursos del IAPG, destinados a la formación continua de profesionales y técnicos de la industria.

El IAPG, inscripto como unidad capacitadora en el Programa de Crédito Fiscal 2010 de SEPyMe

El Instituto Argentino del Petróleo y del Gas informa que sus cursos pueden ser seleccionados por las empresas para presentarse como proyectos de capacitación ante la Subsecretaría de la Pequeña y Mediana Empresa y Desarrollo Regional (SEPyMe).

El crédito fiscal para capacitación consiste en un régimen a través del cual las micro, pequeñas y medianas empresas (Mipymes) pueden capacitar a sus cuadros gerenciales y operativos y obtener un beneficio (reintegro) de hasta el 100% de esos gastos.

El propósito de esta iniciativa es que las pequeñas y medianas empresas capaciten a su personal, en las temáticas que consideren necesarias, y recuperen los gastos en forma

sencilla y rápida.

Los empresarios y/o su personal podrán participar en cursos, seminarios, congresos, postgrados, conferencias, diplomaturas, tecnicaturas, y toda la oferta pública de capacitación para Mipymes. En este sentido, la trayectoria y prestigio de los cursos del IAPG son una opción válida para quienes pertenecen a la industria.

La modalidad es de "ventanilla abierta", lo que significa que se pueden presentar proyectos hasta la fecha que publica Sepyme en su sitio de internet: <http://www.sepyme.gov.ar/web/> o, en su defecto, hasta la utilización total del cupo asignado.

El alcance de este programa incluye el beneficio para la propia empresa solicitante, como así también la posibilidad de extenderlo a sus proveedores o clientes (excepto en el caso de que formen parte el mismo grupo económico).

El cupo de Crédito Fiscal que pueden pedir las empresas no podrá exceder de:

- 8% (ocho por ciento), en el caso de micro, pequeñas y medianas empresas;
- 8‰ (ocho por mil), para grandes empresas que deseen capacitar a proveedores o clientes.

Estos porcentajes se toman respecto de la masa salarial bruta de los 12 (doce) meses anteriores, desde la fecha que establece la reglamentación.

Una vez aprobado el proyecto, se completa, dentro de los diez días, la documentación complementaria en formularios impresos, según el criterio de coherencia entre los objetivos de la empresa solicitante, el problema por solucionar o proceso por mejorar, y la actividad propuesta para su resolución.

Para más información:

<http://www.sepyme.gov.ar/web/index.php>

cfiscal@sepyme.gov.ar

<http://www.iapg.org.ar/sectores/cursos/cursos/listados/financiacion.htm>

Primer curso en la seccional Río Gallegos

En respuesta a la demanda de capacitación *in situ*, la seccional Río Gallegos del IAPG comenzará a dictar cursos destinados a profesionales y técnicos de la zona.

Esta modalidad se inaugura con el dictado del curso Evaluación de proyectos 1, cuyo instructor será Juan Rosbaco, prestigioso especialista de temas relacionados con la industria, de amplia trayectoria en el IAPG.

El objetivo de esta capacitación es suministrar a los participantes las herramientas básicas para comprender y realizar evaluaciones de proyectos de características habituales en la



industria petrolera. Se dirige, específicamente, a profesionales y personal de dirección que deban evaluar y comprender aspectos relacionados con la evaluación económica de proyectos.

El programa se inicia con una Introducción a la evaluación de proyectos; continúa con el tratamiento de aspectos referidos a los flujos de caja; luego analiza los indicadores económicos vinculados y finalmente desarrolla el tema de análisis económicos en escenarios inflacionarios o con variación de precios relativos.

En cuanto a la práctica, se incluirán: el análisis de un caso real de desarrollo de un yacimiento en todos los escenarios teóricos estudiados; dos problemas de ejercitación preparatoria en flujo de fondos e indicadores, como así también un problema en escenarios inflacionarios.

Para más información: www.iapg.org.ar/cursos
cursos@iapg.org.ar

Salta será sede del Congreso de Producción del Bicentenario



Con el lema *El desafío de producir más energía*, el Congreso de Producción del Bicentenario se instalará en la capital salteña entre el 18 y el 21 de mayo de 2010.

Este Congreso será una excelente oportunidad para que ejecutivos, líderes y profesionales de la industria se reúnan en una semana de cursos, conferencias, mesas redondas y eventos sociales.

El temario que se desarrollará incluirá temas relacionados con la ingeniería de reservorios; ingeniería y operaciones de producción; terminación, reparación y estimulación de pozos; economía de la producción; preservación del ambiente; capacitación, innovación y transferencia de tecnología.

Las conferencias ya confirmadas serán: *Coupling of geomechanics and Fluid Flow*, a cargo de Maurice Dusseault; *Pasado, presente y futuro de la industria del gas*, presentada por N. Barone; *El futuro del conocimiento*, a cargo de Rubén Calligari; *Reservas*, por Hernán Acuña.

En tanto, las mesas redondas tratarán temas vinculados con experiencias y tecnologías en operaciones *offshore*; gas de formaciones de baja permeabilidad y sobre yacimientos maduros.

Habrá también una serie de cursos pre congreso, con el objetivo de analizar conceptual, numérica y operativamente distintos aspectos de la industria para suministrar a los participantes herramientas que ayuden comprender mejor los sectores involucrados. Estos cursos abordarán los temas *Secundarias avanzadas: caracterización y descripción del movimiento de fluidos en sistemas heterogéneos con elevado corte de agua; Análisis de riesgo. Evaluación de proyectos exploratorios; diferenciación, producción y management de arenas.*

Más información: congresos@iapg.org.ar - www.iapg.org.ar

Congreso sobre Integridad en Instalaciones de Gas y Petróleo

Organizado por la comisión de Integridad del IAPG, se efectuará en Buenos Aires el Congreso sobre Integridad en Instalaciones de Gas y Petróleo, del 13 al 15 de julio de este año.

El encuentro invita a exponer y a discutir las experiencias y desarrollos en el área de integridad de instalaciones de estos combustibles, y abarca los siguientes campos: Captación; Tratamiento; Transporte; Refinación y Distribución.

El Congreso comprenderá disertaciones técnicas, mesas redondas, paneles y *posters* que buscarán generar un debate dinámico que permita el intercambio de información y la actualización del conocimiento de todos aquellos profesionales involucrados con este importante segmento de la industria.

La integridad cobra una importancia cada vez mayor. Este impulso se debe a la necesidad de responder a la sociedad acerca de la seguridad pública, el resguardo de los bienes de terceros y la preservación del medio ambiente, con programas de O&M que permitan mejorar la eficiencia del mantenimiento de las instalaciones, con el cumplimiento de los requerimientos incluidos en las normativas nacionales e internacionales.

Más información: congresos@iapg.org.ar - www.iapg.org.ar

Fe de erratas

"En la edición Petrotecnia 01-10, en la nota Cincuenta años de Perforación: de la artesanía a la tecnología, donde dice "...permitir la admisión en capas de alta permeabilidad, entre otras tareas", debería decir: "impedir la admisión en capas de alta permeabilidad, entre otras tareas". Además, en el mapa adjunto, el área de Exploración de Shell en el noroeste de la provincia de Río Negro debería estar señalada con el número de referencia 6".

NOVEDADES DESDE HOUSTON



La estrategia de Repsol: el rol cada vez mayor del GNL en el mercado gasífero mundial

Con este título, el IAPG Houston realizó un almuerzo del 25 de marzo pasado. Nuestro orador invitado fue Pablo Giner Rey, sub director de Estrategia y Desarrollo de Negocios de GNL de la empresa Repsol.

A la reunión concurren especialistas en el tema, quienes siguieron con mucha atención la excelente presentación de Giner. Después de esbozar los distintos aspectos de la estrategia global de Repsol en el *upstream* y *downstream*, el especialista detalló el papel del GNL en la empresa. Así, destacó los proyectos existentes de licuefacción Atlantic GNL, en Trinidad y Tobago (Repsol tiene un 20%) y la planta de regasificación en Canaport, Canadá (Repsol provee el 75%), ambas dedicadas al mercado del noreste de EEUU.

El orador también resaltó el proyecto de licuefacción en Perú (donde Repsol tiene un 20%), pieza clave en la estrategia de América del Sur.

En cuanto a la actividad en Europa, mencionó la planta de



regasificación de Bilbao y el futuro proyecto de licuefacción en Angola. Además, hizo hincapié en el papel clave que juegan en la estrategia las alianzas realizadas por Repsol y la flexibilidad que le otorgan por la disponibilidad de una flota de barcos con capacidad actual de más de 1.000.000 de metros cúbicos y los contratos a nivel mundial.

Giner también destacó los retos que enfrenta el sector del GNL como resultado de la crisis económica global, y el éxito en el desarrollo de gas no convencional en los EE.UU.

Para finalizar, el experto se refirió a la excelente viabilidad del GNL en Latinoamérica, por sus condiciones geopolíticas y geográficas, que reafirman a este combustible como una solución válida de integración regional. Sin embargo, reconoció que con el tiempo el GNL también enfrenta los mismos retos mencionados en el hemisferio norte.

En suma, una excelente y balanceada presentación que fue seguida por una muy interesante serie de preguntas y respuestas.

Hasta la próxima,
Claudio Manzollito / cd.manzollito@iapghouston.org



Foro de la Industria del Petróleo y del Gas

La mejor opción para
sus consultas técnicas

- Upstream
- Midstream
- Downstream
- Comercialización
- General
- Comisión de Tecnología
- Búsqueda Laboral
- Energía

www.foroiapg.org.ar



ÍNDICE DE ANUNCIANTES



Aesa	25	Pan American Energy	27
Antares Naviera	32	Petroconsult	97
Área Geofísica Eng	104	Port of Houston	88
Baker Hughes Argentina	39	Pragmática	94
Compañía Mega	33	Proilde	59
Congreso de Integridad. Instalaciones de Superficie	67	Schlumberger Argentina	13
Congreso de Producción	69	Siemens	53
Contreras Hnos.	Retiro de contratapa	Skanska	21
DataSeismic	35	So Energy	55
Del Plata Ingeniería	79	Tecna	Contratapa
Eco Técnica América Latina	17	Tecpetrol	29
Electrificadora Del Valle	75	Tenaris	Retiro de tapa
Ensi	61	Tesco Corporation	47
Exterran Argentina	15	Total	9
Foro IAPG	113	Turbigas Solar	83
Gaffney, Cline & Asoc. Inc.	110	V y P Consultores	82
Giga	110	Valmec	41
IAPG Houston- Becas	95	Wärtsila Argentina	45
IBC- International Bonded Couriers	101	WEC	87
Ingeniería 2010	89	Wenlen	14
IPH	22	YPF	7
Jefferson Sudamericana	93	Zoxi	57
Marshall Moffat	23		
Martelli Abogados	24		
Masstech Argentina	26	Suplemento Estadístico	
Morken	51	Estudio Técnico Doma	Contratapa
Nace	107	Ingeniería Sima	Retiro de tapa
National Oilwell Varco MSW	77	Industrias Epta	Retiro de contratapa

Construimos futuro

Contreras ha participado con empresas internacionales de primer nivel en una obra emblemática para el desarrollo energético de la Argentina.



Tareas de *shore approach*, prueba hidráulica e interconexiones.
Segundo Cruce del Estrecho de Magallanes.

www.contreras.com.ar





Concretamos proyectos con amplia visión.

Ingeniería y Construcciones para el mercado global de la Energía.

- Ejecución de proyectos en Latinoamérica, Europa y Medio Oriente.
- Más de 80 plantas construidas y actualmente en operación.
- Especialización en plantas modulares.
- Capacidad de adaptación a las diferentes normativas y culturas.