



PETROTECNIA

2 | 09

Revista del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas | AÑO L - ABRIL 2009

ABRIL 2009

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



Exploración offshore

Año de la 24^{va} Conferencia Mundial de Gas



24th World Gas Conference
ARGENTINA | 2009
5-9 October



Su pozo es nuestro mundo. Y el de ellos.

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

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 de *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, son algunas de nuestras iniciativas. **Proteger el ambiente es parte de nuestro trabajo.**



Nos encontramos transitando un año que ha planteado un gran desafío para las economías tanto a nivel mundial, como regional o nacional. Adicionalmente a ello, nuestra industria enfrenta desde fines del año pasado una abrupta caída del precio del crudo. Sin embargo, el mundo volverá a retomar su ritmo de crecimiento, y es por ello que nuestra industria debe estar preparada para poder suministrar la energía que se requerirá. Nuestra industria es de capital intensivo, y si bien hoy las condiciones llaman a ser cautelosos en el uso de los fondos que las empresas puedan generar, es imprescindible mantener un cierto ritmo de trabajo que nos permita encarar el futuro en mejores condiciones.

Dentro de los temas importantes que nuestra industria tiene en la actualidad la exploración costa afuera, u *offshore* como comúnmente se la conoce, es el que mayores expectativas genera y es el eje temático de este número de *Petrotecnia*.

Ante un panorama de yacimientos maduros, como son los de nuestro país, abrir nuevas cuencas productivas debe ser una prioridad. Dentro de las cuencas actualmente no productivas que pueden llegar a sumarse a la producción en un futuro, las *offshore* son las que despiertan mayor interés y también las que demandarán grandes esfuerzos e inversión. Actualmente hay varios proyectos de exploración *offshore* que han llamado la atención de la industria y en general de todo el país. Los anuncios del año pasado sobre los yacimientos descubiertos frente a las costas de Brasil generaron una importante expectativa en la opinión pública sobre la posibilidad de repetir, en parte, esos descubrimientos en nuestra plataforma marítima. Todos sabemos que es una tarea de muy largo plazo y altísimo riesgo en la cual se necesita constancia, grandes inversiones y una política que dé el marco adecuado para su sustento; las capacidades tanto humanas como tecnológicas están, hace falta contar con el marco apropiado y seguramente estos primeros proyectos de exploración se multiplicarán y tal vez le brinden a la Argentina nuevos recursos energéticos que le permitan mantener su desarrollo y crecimiento en el futuro.

Se abordan algunos otros temas que son, y seguirán siendo, de actualidad. La nota sobre las posibilidades de ahorro de energía y particularmente de gas en nuestro país debe ser un punto importante de nuestra política energética; se incluye un trabajo sobre el siempre interesante tema de los biocombustibles; y por último recogemos en una nota la primera *web-conference* que la Comisión de Seguridad y Salud Ocupacional realizó tocando el tema "Liderazgo y compromiso gerencial con la seguridad".

En este número la Historia de Vida está dedicada a Julio Horacio Casas, destacado profesional que a través de su larga trayectoria logró el reconocimiento de sus pares y hoy comparte con todos nosotros parte de su historia y anécdotas.

Hasta el próximo número.
Ernesto A. López Anadón



Sumario

> Estadísticas

- 08_ **Los números del petróleo y del gas**
Suplemento estadístico



Tema de tapa Exploración offshore



- 10_ **La exploración en el margen continental y sus perspectivas**
Por Mateo Turic

> Tema de tapa

- 18_ **Actividades de exploración de hidrocarburos en áreas costa afuera de la República Argentina. Cuestiones normativas vinculadas a la protección ambiental en esas áreas. Parte 1**

Por Eduardo Zapata

Luego de varios años de inactividad exploratoria en el mar, la decisión oficial impulsa nuevamente este tipo de acciones. Existen enormes dificultades operativas y, entre ellas, aparece una de las más exigentes: la necesidad de prevenir efectos negativos para el ambiente marino.

- 26_ **En busca del conocimiento. Nuevos descubrimientos en el Parque das Baleias servirán de laboratorio para el desarrollo del “pre sal”**

Por José Sergio Gabrielli de Azevedo, Presidente de Petrobras

Los recientes descubrimientos de acumulaciones de petróleo liviano debajo de la capa de sal en la región costera del estado de Espírito Santo, servirán de laboratorio de ensayos para evaluar el comportamiento de dichas reservas.

- 28_ **Gestión ambiental en proyectos de exploración offshore**

Por María Laura Ayoroa, YPF

La gestión ambiental en los proyectos de exploración de hidrocarburos en el mar debe contemplar el análisis de la sensibilidad ambiental y social del área y de la interacción de las actividades con dicho entorno. Esta premisa básica toma una dimensión particular en los proyectos offshore, donde el desarrollo de actividades productivas y recreativas, el interés de los grupos científicos, organizaciones y comunidad, podrían resultar difíciles de percibir a primera vista.

- 36_ **OSV - Buques para operaciones offshore**

Por Armando José Barraquero y Guillermo R. Gadea, Antares Naviera S.A.

Características y nomenclaturas de los buques que participarán, y que ya navegan y actúan en campos petroleros marinos, particularmente en el abastecimiento, soporte y mantenimiento de las plataformas.

- 40_ **Embarcaciones Flex Class Vessels**

Por Leonardo Marcial García, AHTS Seacor Lee (Minvest S.A.)

Detalles de la tecnología de dos de las embarcaciones que actualmente operan en nuestro país, desarrollando tareas de apoyo, asistencia, abastecimiento y remolque en la plataforma de exploración petrolífera Ocean Scepter.

- 46_ **La logística del offshore**

Por Alejandro Devereux, Agencia Marítima Internacional (AMI)

La exploración y explotación de petróleo y gas offshore es una actividad intrínseca de la industria hidrocarbúfera. En lo que respecta a la logística existe un amplio espectro de factores a considerar, como la climatología, la velocidad del viento, la frecuencia de olas, el mar de fondo o la amplitud de mareas.



52_ La logística offshore de Total Austral

Entrevista a Christophe Amadei, Total Austral

En una entrevista exclusiva para *Petrotecnia*, Christophe Amadei, director de Operaciones de Total Austral, informa acerca de las actividades de la empresa en materia de *offshore* en nuestro país y explica las principales actividades llevadas a cabo en este sentido.



> Trabajo técnico

58_ El flujo de calor en la Cuenca Neuquina. Parte 2

Por Mario Sigismondí, Petrobras, y Víctor A. Ramos, FCEN, UBA

Segunda y última parte del trabajo técnico ganador del Primer Premio del Simposio “La Geofísica como integradora del conocimiento del subsuelo”, dentro del CONEXPLO 2008.

78_ Posibilidades de ahorro de gas en la Argentina. Hacia un uso más eficiente de la energía

Por Salvador Gil

> Biocombustibles

84_ El desafío de los biocombustibles

Por Pablo Pereira, Accenture

¿Cuál es el potencial de crecimiento del mercado de los biocombustibles?, ¿a qué velocidad puede crecer este mercado?, y ¿cómo pueden integrarse los biocombustibles en la cadena de suministro de los combustibles actuales?



> Biblioteca

90_ Biblioteca IAPG Alejandro Ángel Bulgheroni. Información con valor agregado para la industria de los hidrocarburos

Por Eugenia Stratta, Biblioteca del IAPG

> Actividades

93_ Comisión de Seguridad y Salud Ocupacional, un ámbito con gran valor agregado para la seguridad de las empresas

Por Norma Panelli y Mariano Ferrari de Ilzarbe

> Historia de vida

96_ Un apasionado de la industria

Julio Horacio Casas, Por Mariel S. Palomeque



> Concurso

93_ Premio Universitario “Dr. Roberto E. Cunningham”

> Novedades

| | |
|------------------------------|-----|
| WGC 2009 | 102 |
| Novedades de la industria | 104 |
| Novedades del IAPG | 110 |
| Novedades IAPG desde Houston | 113 |

> Índice de anunciantes

Staff

Director. Ernesto A. López Anadón

Editor. Martín L. Kaindl

Asistente de edición. Mariel Palomeque

redaccion@petrotecnica.com.ar

Asistentes del Departamento de Comunicaciones y Publicaciones.

Mirta Gómez y Romina Schommer

Departamento Comercial. Daniela Calzetti y María Elena Ricciardi

publicidad@petrotecnica.com.ar

Estadísticas. Roberto López

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 L N° 2, ABRIL de 2009

Tirada de esta edición: 3500 ejemplares.

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 *Petrotecnica*.

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@petrotecnica.com.ar

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

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



Premio Apta-Rizzuto

- 1er 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.
- 1er Premio a la mejor revista de instituciones 2006.
- 1er 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.

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 Cuentas Titular

Revisor 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 ENERGIA 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 ENERGIA ARGENTINA S.R.L.
CAMUZZI GAS PAMPEANA S.A.

DISTRIBUIDORA DE GAS CENTRO-CUYO S.A. - (ECOGAS)
COMPAÑIA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A. - (CGC)
SIDERCA S.A.I.C.
PETROQUIMICA COMODORO RIVADAVIA S.A. - (PCR)
SCHLUMBERGER ARGENTINA S.A.
BOLLAND & CIA. S.A.
REFINERIA DEL NORTE - (REFINOR)
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.
SOCIO PERSONAL
BAKER HUGHES COMPANY ARG. S.R.L. - Div. Baker Atlas
OLEODUCTOS DEL VALLE (OLDELVAL)

Titular

Ing. Ernesto A. López Anadón
Ing. Federico Lavista Llanos
Ing. Luis Horacio García
Ing. Alberto Enrique Gil
Ing. Daniel Alejandro Ridelener
Ing. Carlos Alberto Seijo
Dr. Carlos Alberto Da Costa

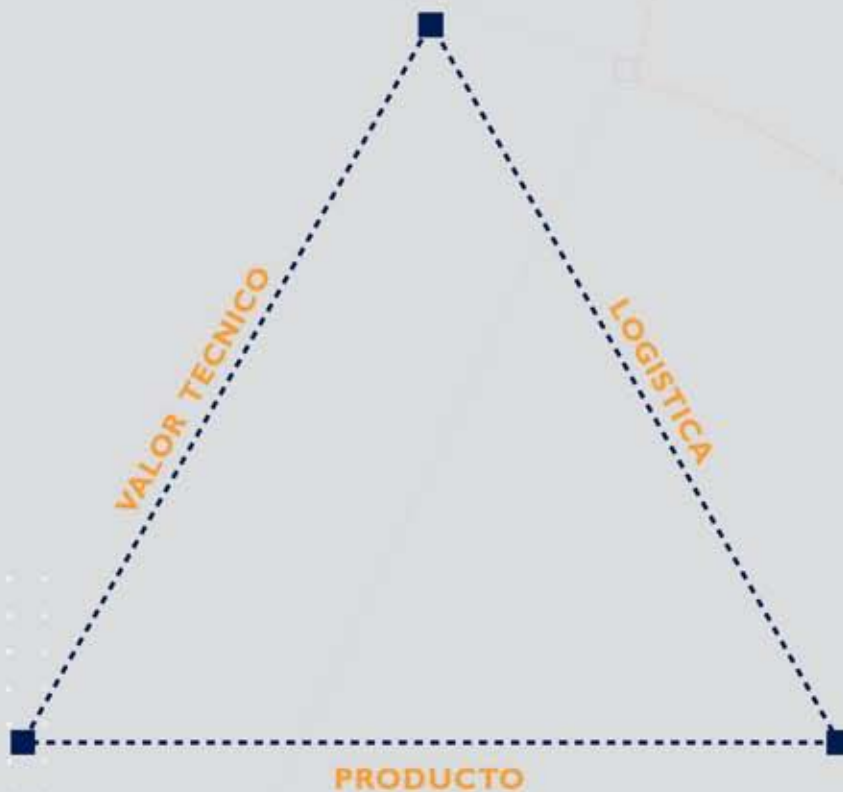
Ing. Andrés Cordero
Ing. Ricardo Aguirre
Sr. Javier Rielo
Cdr. Gabriel Alfredo Sánchez
Ing. Juan Carlos Pisanu
Ing. Sergio Mario Raballo
Ing. Horacio Carlos Cristiani
Sr. Horacio Cester
Ing. Daniel Néstor Rosato
Dr. Carlos Alberto de la Vega

Ing. Eduardo Atilio Hurtado
Dr. Diego Garzón Duarte
Ing. Guillermo Héctor Noriega
Ing. Miguel Ángel Torilo
Sr. Carlos Aviles Diaz
Ing. Adolfo Sánchez Zinny
Lic. Gabriela Lucotti
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. Carlos Alberto Vallejos
Ing. Eduardo Daniel Ramírez
Sr. Daniel Oscar Inchauspe

Alterno

Ing. Carlos A. Colo del Zotto
Ing. Andrés A. Chanes
Ing. Alfredo Felipe Viola
Ing. Domingo Faustino Sandoval
Ing. Daniel Alberto Perrone
Ing. Marcelo Gerardo Gómez
Sr. Segundo Marengo
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
Ing. Horacio Rossignoli
Sr. Fernando J. Araujo
Sra. Laura Iannazzo
Lic. Gustavo Adrián Pedace
Ing. Donald Sloan
Cdr. Samuel Isidoro Szyldo
Ing. Daniel Blanco
Lic. Emilio Penna
Ing. Hermes Humberto Ronzoni
Ing. Edelmiro José Franco
Ing. Daniel Barbería
Ing. Jorge Ismael Sánchez Navarro
Lic. Patricio Ganduglia
Ing. Osvaldo José Hinojosa
Ing. Jaime Patricio Torregrosa Muñóz
Ing. Néstor Amílcar González
Ing. José María González

Sr. Marcelo Omar Fernández



**PARA LLEGAR A LA CIMA
SE NECESITA MUCHO MAS QUE UNA BUENA BASE.**



Vectis es la línea de lubricantes y servicios desarrollada por YPF para la industria del petróleo y el gas. Es la única propuesta integral del mercado para la lubricación de equipos de compresión y transporte de gas, que combina productos de máxima calidad con un servicio logístico a medida y una asistencia técnica especializada.

Asistencia Técnica: serviteclub@repsolypf.com Asistencia Comercial: asiscomlub@repsolypf.com

VECTIS.

LA MAS ALTA TECNOLOGIA EN LUBRICANTES PARA LA INDUSTRIA DEL PETROLEO Y EL GAS.

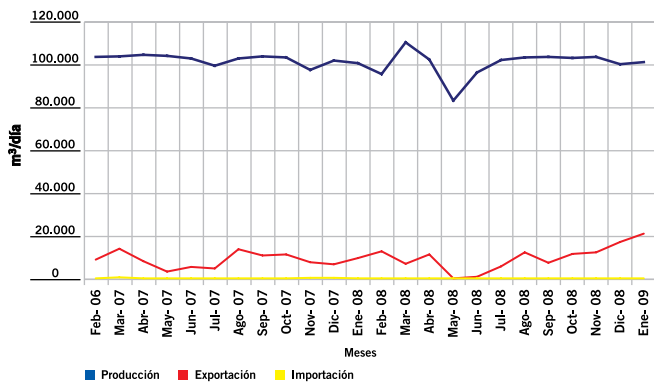
YPF

LOS NÚMEROS DEL PÉTROLEO Y DEL GAS

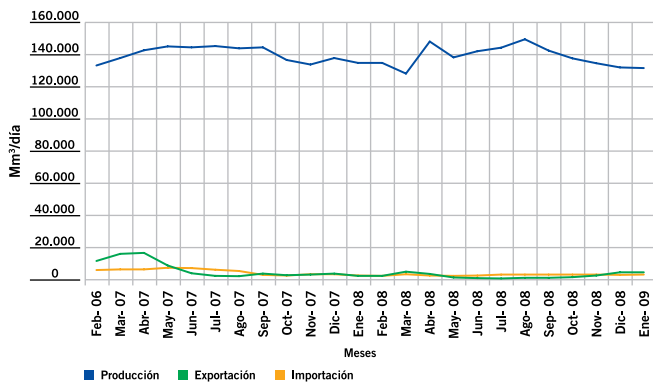


www.foroiapg.org.ar
 Ingrese al foro de la
 industria del petróleo y del gas

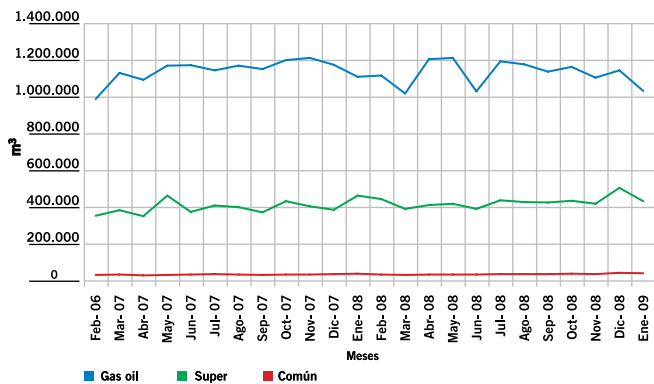
Producción de petróleo vs. importación y exportación



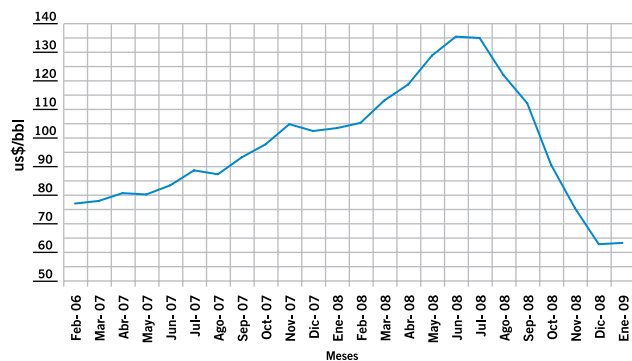
Producción de gas natural vs. importación y exportación



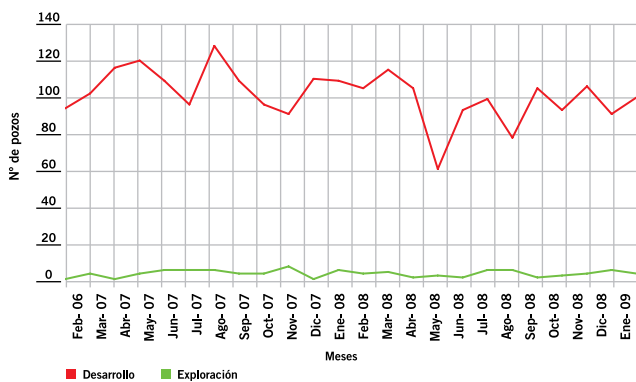
Ventas de los principales productos



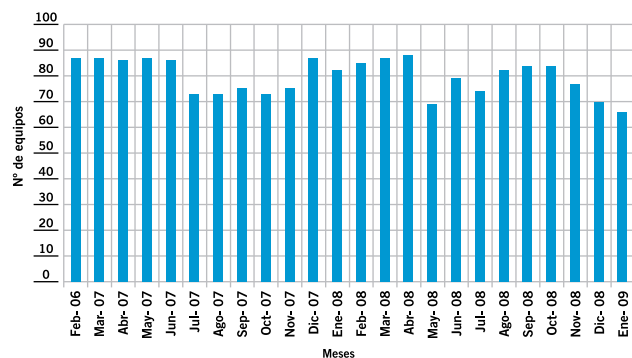
Precio del petróleo de referencia WTI



Pozos perforados



Cantidad de equipos en perforación





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

Para todo ello nuestra energía es inagotable.



TOTAL

Total Austral,
30 años en Argentina.

Total Austral es el operador del área CMA-1 en Tierra del Fuego, junto a Wintershall Energy y Pan American Energy y de las áreas Aguada Pichana y San Roque en Neuquén, junto a Repsol-YPF, Wintershall Energy y Pan American Energy.



La exploración en el margen continental y sus perspectivas

Por *Mateo Turic*

Introducción

Tomando como referencia el Pie del Talud, el margen continental argentino se extiende por unos tres millones de km², de los cuales un millón está por encima de la isobata de 200 metros.

Esta gran superficie fue estudiada con variable intensidad a lo largo del tiempo, registrándose algo más de 350.000 km de sísmica 2D y unos 10.000 km² de 3D. Se perforaron 176 pozos de exploración a marzo de 2009. Para lo que resta de este año está prevista la perforación de otros tres pozos de exploración; dos en la cuenca del Golfo de San Jorge y uno en la Austral.

Cabe destacar que, con excepción de algunos pozos perforados en Malvinas Norte, todos lo fueron en profundidades de agua de menos de 150 metros.

La figura 1 muestra las cuencas costa afuera de la Argentina, así como el número de pozos perforados en cada una de ellas.

Estudios iniciales

Los primeros estudios para definir las características geológicas de la plataforma continental fueron realizados entre los años 1957 y 1961, mediante una tarea conjunta del Lamont Geological Observatory de la Universidad de Columbia y el Servicio de Hidrografía Naval de la Armada Argentina (buques *Vema* de la Universidad de Columbia y *Bahía Blanca*, *Sanavirón* y *Capitán Canepa* de la Armada Argentina).

Se realizaron 250 pruebas de refracción sísmica, las que permitieron demostrar la continuación costa afuera de algunas de las cuencas, así como sus límites y configuración aproximada, obtener datos de los espesores sedimentarios y rasgos estructurales mayores.

Los resultados obtenidos fueron publicados en diversos medios científicos entre 1963 y 1968.

Actividades petroleras desarrolladas

A partir de 1968, bajo las normas dictadas por la Ley de Hidrocarburos (17.319) comenzaron actividades espe-

cíficas con el objeto de localizar acumulaciones explotables de hidrocarburos.

El primer esfuerzo exploratorio de perforación se desarrolló entre fines de 1968 y 1971, lapso en el cual se perforaron 32 pozos en las cuencas del Golfo de San Jorge (17); Colorado (12) y Salado (3). Las compañías participantes fueron Kerr Mc Gee, Union Oil y Sun Oil en la Cuenca del Salado. AGIP y Hunt en la del Colorado, y Sinclair, AGIP y Tenneco en la del Golfo de San Jorge.

En las cuencas del Salado y Colorado los pozos atravesaron una columna estratigráfica con nula capacidad de generación de hidrocarburos, por lo que se descartaron entonces grandes extensiones de su mitad occidental.

En la de San Jorge, tres pozos comprobaron petróleo: Marta x-1 y x-2 y Petrel x-1. Otros nueve tuvieron buenas manifestaciones de petróleo y los cinco restantes sin indicio alguno. Al ser considerados subcomerciales, los descubrimientos no fueron desarrollados.

El segundo esfuerzo exploratorio fue más importante y se desarrolló por un tiempo algo más prolongado: entre 1977 y 1985. Se perforaron 73 pozos de exploración, con una importante concentración de la actividad en la Cuenca Austral y en la de Malvinas y algo menos en la de San Jorge y Colorado.

Este segundo período registra la participación por primera vez en la perforación de YPF, la que mediante la plataforma semisumergible General Mosconi perfora dos pozos en la Cuenca del Colorado, siete en la de San Jorge y el pozo pionero en la de Malvinas (Ciclón es-1). Las otras empresas que contribuyeron a este significativo esfuerzo fueron Shell y Total en la Cuenca Austral y Exxon en la de Malvinas.

Las actividades de este segundo período fueron muy

Pozos de exploración
Cuencas no productivas y costa afuera

| Cuenca | Pozos | |
|--------------------|-----------|------------|
| | ON | OFF |
| 1 Chacoparanense | 36 | |
| 2 Del Salado | 8 | 4 |
| 3 Del Colorado | 9 | 18 |
| 4 Nirihuau | 5 | |
| 5 Península Valdés | 1 | |
| 6 Rawson | | 1 |
| 7 Golfo San Jorge | | 26 |
| 8 Malvinas | | 18 |
| 9 Malvinas Norte | | 6 |
| 10 Austral | | 99 |
| 11 San Julián | | 1 |
| 12 Cañadón Asfalto | 2 | |
| 13 El Tranquilo | 1 | |
| TOTAL | 62 | 173 |



Figura 1.

Plays de frontera exploratoria

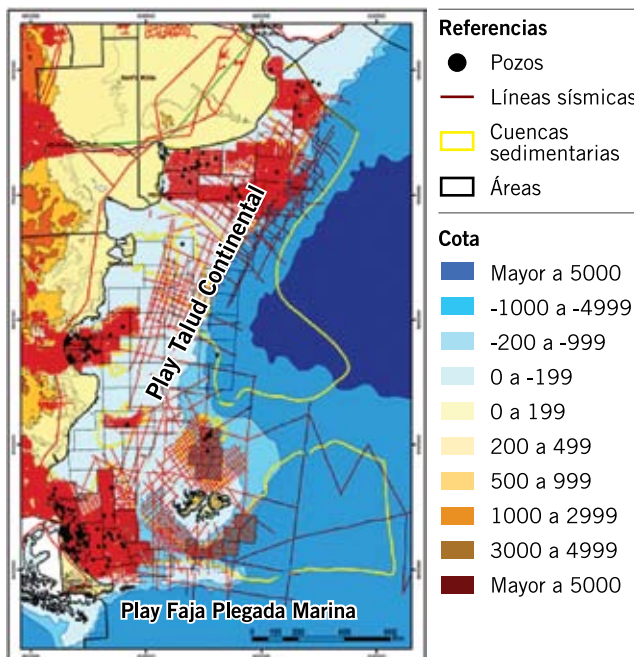


Figura 2.

fructíferas y dieron como resultado hallazgos comerciales, que fueron puestos en producción en los bloques asignados a Total, frente a las costas de Tierra del Fuego, y a Shell frente a la desembocadura del estrecho de Magallanes, este último operado hoy en día por Sipetrol.

En la Cuenca de Malvinas, dos de los 13 pozos perforados por Exxon con la semisumergible General Mosconi fueron descubridores: Calamar x-1 con 500 m³/d de petróleo y Salmón x-1 con 600.000 m³/d de gas y algo de condensado. Las reservas calculadas fueron demasiado pequeñas para un desarrollo comercial dentro de un entorno donde la distancia a la costa, y las condiciones meteorológicas, entre otros factores, tuvieron un peso decisivo en las decisiones finales.

Tres de los pozos perforados por YPF en la Cuenca del Golfo de San Jorge fueron descubrimientos considerados no comerciales en su momento. En el Flanco Norte Tehuelche x-1 con 200 m³/d y Mapuche con 10m³/d. En el Flanco Sur Flamenco x-1 con 100 m³/d. En los tres casos, los hallazgos fueron en reservorios de la Formación Mina El Carmen.

La tercera etapa, definida entre 1986 y 1999, se caracteriza por una actividad geográficamente más distribuida.

En efecto, todas las cuencas costa afuera fueron objeto, en mayor o menor grado, de actividad perforatoria, con la excepción de la del Golfo de San Jorge (recuérdese el bajo precio del petróleo en ese período).

Se perforó un pozo en cada una de las cuencas del Salado; Rawson y San Julián; cuatro en la del Colorado; tres en Malvinas y seis en Malvinas Norte. Sin embargo, la mayor parte de la actividad perforatoria de exploración continuó verificándose en la Cuenca Austral, donde Total

perforó 29 pozos de exploración y otros cinco Sipetrol. Ésta es una circunstancia normal en cuencas con producción establecida y con potencial adicional en las que la exploración se va realimentando a medida que se van sucediendo éxitos y nuevos datos y estudios.

Lo más destacado de este período es el alto riesgo asumido en las cuencas no productivas y el caudal aportado de información relevante, que permite redireccionar la exploración hacia otros ámbitos geológicos y geográficos, valorizando desde el punto de vista prospectivo extensos sectores de nuestro margen continental.

El resultado más relevante a destacar se dio en la Cuenca del Colorado. Los 18 pozos fueron perforados en aguas someras y mayormente en la mitad occidental de la cuenca. Sin embargo, el primer y hasta ahora único petróleo recuperado allí en un ensayo en el pozo Cruz del Sur (Consorcio Union Texas; YPF; Perez Compac) permite comprobar la presencia de rocas generadoras de petróleo, valorizando el sector más oriental de la cuenca. Sobre este punto volveremos al tratar las perspectivas exploratorias del costa afuera argentino.

El lapso más reciente, entre el año 2000 y la actualidad, se puede calificar como de pausa y reflexión en la actividad exploratoria. El número de pozos perforados ha sido muy bajo por lo que sumando los cuatro pozos anunciados por YPF en el Golfo de San Jorge y los dos de Sipetrol en la Cuenca Austral (proyectos Aurora y Helix respectivamente) se llegaría a fines de 2009 con un total de ocho pozos de exploración para el período comentado.

Lo anterior no es extensivo a los estudios geológicos que llevan a cabo diversas empresas, ni a las tareas de registración sísmica, tanto en lo que se refiere a 3D para detallar prospectos, como a 2D de carácter regional y semirregional para habilitar nuevas áreas prospectables.

Perspectivas exploratorias

Parece conveniente no pasar por alto una breve referencia a la experiencia brasileña a la luz de los espectaculares éxitos de los últimos tiempos en la exploración del llamado *subsalt* en la cuenca de Santos.

Es evidente que hay condiciones geológicas muy distintas a las que se presentan en nuestras cuencas. Por empezar, debido al proceso de fragmentación del supercontinente Gondwana, desde la cuenca de Santos hacia el Norte se desarrolla una serie de cuencas que se caracterizan por tener un importante espesor de sal. Son las cuencas de Santos, Campos, Espirito Santo, Jequitinhonha y Camamu/Almada.

Al sur de la cuenca de Santos desaparecen los importantes espesores de sal que juegan un papel significativo en los prolíficos yacimientos Campos y Santos (ver figura 2).

Es decir, las cuencas costa afuera de la Argentina se diferencian de las brasileñas en varios aspectos particulares, principalmente en no tener un desarrollo salino que por movilidad genere trampas, tanto en las secuencias sedimentarias suprayacentes como en el *subsalt*. También hay diferencias en las rocas generadoras de hidrocarburos y en la calidad de los reservorios.

Muchos puntos de vista

Una sola visión



Mark of Schlumberger - Messaggio Impact is a mark of Schlumberger. © 2008 Schlumberger. 08/07/0225

A lo largo de 80 años de trabajo con clientes de todo el mundo, Schlumberger ha aprendido mucho acerca de la importancia del conocimiento local y del ingenio. Vivimos donde trabajamos: contratando personal, desarrollando talento y adquiriendo la comprensión profunda que incrementa la agudeza de nuestra visión global sobre el mejoramiento del desempeño y la reducción del riesgo.

Con más de 140 nacionalidades diferentes, representadas en la actualidad por nuestros recursos humanos, el desarrollo y despliegue de tecnología cuentan con el apoyo de una diversidad cultural extraordinaria que reúne los numerosos puntos de vista provenientes de cada persona y de cada región. Igualmente importante es el hecho de que estos recursos están conectados a nuestra poderosa red de conocimientos, integrada por 20.000 participantes activamente involucrados en 27 disciplinas científicas, y por casi 120 comunidades de práctica.

El beneficio radica en el flujo de información global que ayuda a abordar sus desafíos locales específicos.

www.slb.com

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

Schlumberger

Sobre esta base debemos generar otras hipótesis de trabajo, así como otras expectativas. Podemos pensar y esperar configuraciones geológicas distintas a las de las cuencas brasileñas mencionadas más arriba, que brinden resultados que permitan incorporar al mapa petrolero argentino sectores hoy totalmente vírgenes de perforaciones.

Nuestro margen continental constituye una promisoría frontera exploratoria ya que, a pesar de la falta de éxitos iniciales de relevancia, hay sectores que a la luz de las exploraciones pasadas se pueden calificar hoy como razonablemente prospectivos. No obstante, debe enfáticamente aclararse que lo expresado se inscribe dentro de un marco de muy alto riesgo. Puede ser algo grande o nada.

Tomando como base los resultados de la actividad exploratoria ya realizada, una primera acción es distinguir entre la exploración en áreas conocidas de cuencas productivas o subeconómicas, de la de verdaderas fronteras exploratorias en aguas profundas y ultraprofundas.

El primer escenario corresponde a las cuencas Austral, Golfo de San Jorge y mitad occidental de la de Malvinas. Se trata de aguas someras, con tallas de yacimientos a descubrir relacionadas con lo ya conocido.

El segundo escenario se puede dividir en dos dominios: el *Play Talud Continental* por un lado y el *Play Faja Plegada Marina* por el otro (figura 3).



Figura 3.



PRODUCCIÓN NACIONAL

**Unidad Correctora de Volumen
PROSER CFI-117**

Computadores de Caudal

Unidades Correctoras de Volumen

Analizador En Línea de Gas Natural

Dispositivos de Conectividad Industrial



www.proser.com.ar

ventas@proser.com.ar

PROSER

Soluciones para la Industria

Diseñamos plantas. **Construimos proyectos.**



Más de 80 proyectos EPC avalan nuestra experiencia en la construcción de plantas llave en mano.

Día a día, su calidad y confiabilidad aportan valor al negocio de nuestros Clientes.



MERCADOS

- Petróleo y gas
- Generación eléctrica
- Biocombustibles
- Petroquímica
- Refinación
- Minería
- Nuclear
- Energías Alternativas

PRODUCTOS Y SERVICIOS

- Ingeniería y Consultoría
- Plantas Llave en Mano (EPC)
- Plantas Modulares
- Gerenciamiento de Proyectos
- Automatización y Control
- Operación y Mantenimiento
- Capacitación

Tendencias exploratorias futuras en costa afuera de la Argentina

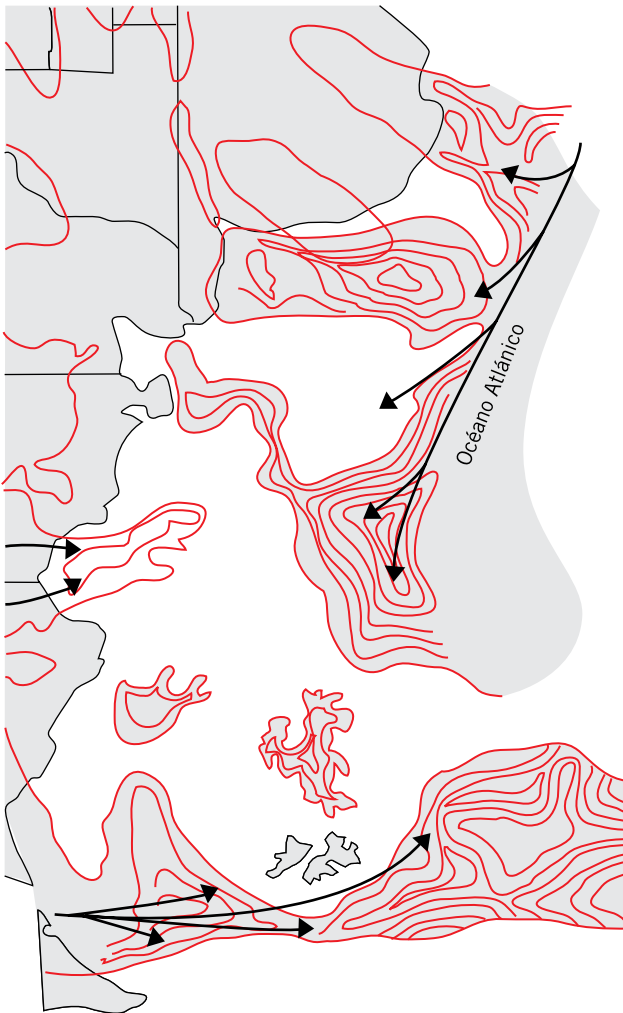


Figura 4.

La porción del *Play* Talud Continental mejor conocida, y que reúne por ese motivo las mayores expectativas, es la localizada en la parte más oriental de la cuenca del Colorado, en profundidades de agua de entre 1000 y 1500 metros.

Esta mayor expectativa proviene del hecho de que YPF, en los bloques de exploración CAA-44 y CAA-7 (hoy E-1), ha llevado a cabo una intensa actividad de registración sísmica 2D y 3D, con sus correspondientes estudios conexos. Entre éstos son de destacar modelados estratigráficos numéricos, detección de gases termogénicos en muestras de fondo marino, detección de *oil seeps* mediante imágenes de radar. YPF ha publicado varios artículos comentando y detallando algunos de los resultados derivados de sus estudios de la información sísmica y de pozos.

En resumen, en este sector se han mapeado trampas estructurales con áreas de cierre de cientos de km², conformadas sobre altos de basamento. Los recursos estimados son del orden de los 2000-3000 Mboe por estructura, es decir del orden de las reservas probadas de petróleo actuales de la Argentina.

Sin embargo, cabe destacar que este *Play* debe superar dos riesgos muy importantes. El primero y principal está relacionado con la presencia efectiva de una roca generadora lo suficientemente rica, espesa y madura capaz de expulsar los grandes volúmenes de hidrocarburos necesarios para un descubrimiento económico. El segundo factor de riesgo es que en esas posiciones de cuenca se encuentren reservorios de calidad y espesor suficientes.

Es indudable que un éxito económico en estos bloques tendrá necesariamente un muy fuerte impacto en situaciones de cuencas vecinas a la del Colorado y a la vez va a realzar el potencial exploratorio de vastos sectores aledaños.

En lo que respecta al *Play* Faja Plegada Marina, la generación de las grandes estructuras mapeadas se debe, al contrario del *Play* Talud Continental, a movimientos tectónicos que dieron lugar a grandes trampas estructurales con áreas de cierre de cientos de km². La presencia de rocas generadoras de hidrocarburos de edades jurásicas y cretácicas es conocida por pozos relativamente próximos a la faja plegada.

Otras evidencias directas de la existencia de rocas generadoras de hidrocarburos están dadas por gases termogénicos recuperados en testigos de fondo marino. Evidencias indirectas son las observables en las secciones sísmicas, en las que son claras las "chimeneas de gas y puntos brillantes", que llevan a suponer una alta participación del gas en los potenciales yacimientos a descubrir.

Como todo proyecto exploratorio el *Play* Faja Plegada Marina también tiene sus riesgos. En este caso son dos: uno geológico y otro económico.

El riesgo geológico principal es la calidad de los reservorios, que se pronostican como areniscas de edad terciaria depositadas en ambientes turbidíticos.

El riesgo económico se centraliza en la eventualidad de que los posibles hallazgos sean mayormente gasíferos, enmarcados en un ambiente de condiciones climáticas y marítimas severas y algo alejado de la costa de Tierra del Fuego. La profundidad del agua oscila entre los 400-600 metros.

Conclusiones

La Argentina cuenta en su costa afuera con dos importantes *plays* de frontera exploratoria: Talud Continental y Faja Plegada Marina.

El potencial estimado se ubica en los miles de millones de barriles equivalentes de petróleo.

Estos *plays* pueden producir un cambio importante en los recursos hidrocarbúferos de la Argentina. Su exploración representa un costo muy alto (60-70 millones de dólares por pozo). Los riesgos geológicos, tecnológicos y económicos a asumir son muy elevados.

Finalmente, en lo que se refiere al costa afuera de las cuencas del Golfo de San Jorge y Austral, el factor determinante es obtener producciones acumuladas por pozo que permitan el repago de las inversiones en tiempos lógicos, lo cual no depende solamente del precio internacional del petróleo.

La figura 4 es una visión de las tendencias exploratorias futuras, la que naturalmente puede verse enriquecida y modificada a medida que se disponga de más datos e ideas. ■



DE UNA SÓLIDA COMBINACIÓN
NACE UNA NUEVA EMPRESA.



EXTERRAN™

SEGURIDAD, SERVICIO AL CLIENTE,
RESPECTO, VISIÓN GLOBAL E INTEGRIDAD

www.exterran.com
ventas.argentina@exterran.com
(+54) 11.4814.4430



Parte 1

Actividades de exploración de hidrocarburos en áreas costa afuera de la República Argentina

Cuestiones normativas vinculadas a la protección ambiental en esas áreas

Por **Eduardo Zapata**
Comisión de Asuntos Legales del IAPG



El presente artículo refleja las opiniones de su autor, Dr. Eduardo Zapata; presidente de la Comisión de Asuntos Legales del IAPG, director del Posgrado sobre Regulación Energética de la UBA y consultor en temas energéticos; quien ha trabajado activamente en la elaboración de propuestas en el ámbito del IAPG para su presentación a la Secretaría de Energía.

Va de suyo que del análisis de esas propuestas, en conjunto con las autoridades, surgirán variaciones o mejoras en el texto de los documentos que serán incorporadas a la versión definitiva en la medida en que ellas fueren aprobadas por la autoridad de aplicación.

Introducción

El sector hidrocarburos de la economía nacional vuelve a enfrentar hoy un renovado desafío.

Luego de varios años de inactividad exploratoria en el mar, la decisión oficial impulsa nuevamente la exploración del dilatado espacio que ocupa el territorio marítimo nacional.

Este territorio, desconocido hasta ahora, es susceptible de contener una reserva de hidrocarburos de magnitud imposible de calcular hoy con los escasos datos con que se cuenta.

Me estoy refiriendo a las áreas ubicadas costa afuera de la República Argentina.

Áreas hasta ahora mayoritariamente inexploradas, de características geológicas sedimentarias y por ello con sus expectativas intactas en materia hidrocarburífera.

Se trata, por otra parte, de una considerable extensión geográfica, con profundidades del lecho marino accesibles para actividades de exploración petrolera y con una infraestructura de servicios de apoyo básicamente utilizable para estas actividades sin mayores necesidades de acondicionamiento.

Estas consideraciones preliminares no ocultan las enormes dificultades operativas a superar y las ingentes inversiones a todo riesgo requeridas para el desarrollo de un Plan de Exploración en estas áreas.

Sin embargo, es posible apreciar correctamente este desafío con el sencillo método de analizar, valorizar y dimensionar las operaciones de exploración y explotación, ampliamente conocidas por la experiencia internacional, llevadas a cabo en otras regiones marítimas costa afuera de territorios continentales.

Algo similar debemos realizar aquí en la Argentina.

La cuestión ambiental

Dentro de este cúmulo de dificultades aparece, con perfiles nítidos, una de las más exigentes: la necesidad de prevenir efectos negativos para el ambiente marino que amenaza provocar una actividad como la hidrocarburífera sobre esas áreas, extremadamente sensibles al impacto de las operaciones que se desarrollan en ese ámbito.

De esa experiencia internacional y de la realidad argentina y de las normas jurídicas aplicables, tratan sustancialmente las presentes reflexiones.

Antecedentes

La Secretaría de Energía de la Nación, dependiente del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, en su calidad de autoridad de aplicación de la Ley de Hidrocarburos 17.319, promovió el dictado de una reglamentación de las operaciones costa afuera adecuada a los fines de protección ambiental.

Objetivos de esta reglamentación son:

- compatibilizar la realización de todas las tareas que demanda la actividad petrolera en áreas tan difíciles como las *offshore*, con las normas legales argentinas que protegen los superiores intereses nacionales en materia ambiental, y;
- prevenir un eventual impacto disvalioso que se podría provocar al medio ambiente de los lugares donde se desarrollan estas operaciones hidrocarburíferas.

Para ello la autoridad de aplicación preparó un conjunto de disposiciones, fundamentalmente operativas y técnico-ambientales, en consulta con el IAPG, al que luego le solicitó que como referente técnico nacional de la actividad petrolera en la Argentina, acompañara este proceso con sus opiniones al respecto.

Se le requirió que formulara las observaciones, sugerencias y proyectos de modificaciones que fueren de su incumbencia contando con la dilatada experiencia de las empresas socias de la institución, en áreas *offshore*, en otras regiones del planeta.

Conforme a la solicitud recibida, el IAPG seleccionó un grupo de técnicos especialistas que trabajan en empresas con experiencia en áreas *offshore*, y de abogados expertos en la materia y con idéntico perfil profesional, que comenzaron el trabajo de análisis y elaboración de pautas conjuntas para enriquecer el corpus normativo sometido a su consideración.

Primeras conclusiones

Luego de ocho meses de labor ininterrumpida, los equipos técnicos del instituto finalizaron el diseño de un documento que, basado sustancialmente en el preparado por la autoridad de aplicación, refleja su mejor opinión en esta materia.

Este documento posee –desde el punto de vista jurídico e institucional– dos características principales. A saber:

a) La cuestión de las prácticas recomendadas

Por la primera de ellas, intenta reunir en un documento técnico operativo común las experiencias internacionales en la materia de las empresas socias operadoras en áreas costa afuera, y su referencia a la legislación comparada aplicable a la actividad.

Basados en la experiencia nacional e internacional de sus integrantes, el Grupo de Trabajo del IAPG entiende conveniente y sugiere que la normativa que se establezca revista –inicialmente– el carácter de prácticas recomendadas (obviamente, en aspectos que no se hallen previamente regulados por normas jurídicas ya existentes), con un ordenamiento lógico que facilite su aplicación y que reconozca claramente las facultades reglamentarias de la Secretaría de Energía de la Nación como autoridad de aplicación de la ley 17.319.

El objetivo es que las disposiciones técnico-operativas que se establezcan cuenten con un razonable plazo de vigencia y aplicación que asegure su pertinencia y eficacia.

Así luego de ese período de aplicación y evaluación –a fijar por la autoridad de aplicación– ésta podrá confirmar,

reformular o desechar las prácticas según la experiencia ganada durante ese período, dictando la normativa precisa en la materia.

Cabe aclarar que, en nuestra concepción, las prácticas recomendadas presuponen estándares técnico-operativos y éticos para la conducta de los operadores, que no excluyen una responsabilidad ante una conducta contraria a la que el operador debía observar.

Es decir que un régimen de prácticas recomendadas, lejos de atenuar la responsabilidad de los operadores, la confirman al incorporar a su norma de conducta, un conjunto de parámetros técnicos y operativos, que integran su actividad.

b) La cuestión de la autoridad de aplicación y de las normas aplicables

Una segunda consideración es sugerir el dictado de un solo conjunto normativo destinado a regular las operaciones a desarrollarse en el ámbito geográfico común –el mar territorial argentino– nacional o provincial.

Creemos que ello es indispensable.

En el caso de las operaciones en el mar, podemos observar que allí conviven múltiples actividades reguladas por normas de distintas jurisdicciones, nacionales y a veces provinciales, de disímil rango jerárquico y con distintas autoridades de aplicación que abarcan aspectos parciales o tangenciales con las operaciones *offshore* de la industria.

Sin una regulación precisa, tarde o temprano, terminarán por relacionarse de modo patológico o colisionarán con la exploración, explotación y transporte de hidrocarburos.

Desde este punto de vista, nuestra principal preocupación radica en el hecho real de que un mismo ámbito geográfico es común con otras actividades también reguladas por normas nacionales o locales específicas y de distinto rango que la petrolera (por ejemplo: las regulaciones legales para la pesca comercial o deportiva, navegación comercial y deportiva, turismo, transporte marítimo, uso del lecho marino o playas anexas para apoyo de cañerías submarinas o cables de transmisión de comunicaciones o eléctricos, o equipos de generación de electricidad eólica, etc.).

Por sobre todas ellas todavía se debe coordinar la aplicación de la normativa específica destinada a la protección del ambiente marino como consecuencia de la legislación constitucional sancionada a partir de la reforma constitucional del año 1994 que ubicó el tratamiento de las cuestiones ambientales en un lugar de privilegio, y habilitó las facultades regulatorias de las jurisdicciones provinciales –en este caso tangencialmente relacionadas con las áreas *offshore* de jurisdicción nacional–.

Todo ello sin una distinción objetiva, precisa y ordenada del ejercicio exclusivo, compartido o concurrente de las distintas jurisdicciones competentes.

Y todavía más. Esa reforma consagró a la legislación



WENLEN S.A.
PRODUCTOS ARGENTINOS PARA GAS, PETRÓLEO,
PETROQUÍMICA E INDUSTRIA EN GENERAL

INDUSTRIA ARGENTINA



VÁLVULAS ESFÉRICAS BRIDADAS

- Amplio rango de medidas (de 1/2" a 36")
- Productos acordes a su medida: Acero forjado o fundido
- Solución Integrada (Panel | válvula | Actuador)
- Amplio rango de presión

CABEZALES Y ARMADURAS DE SURGENCIA

- Diversidad de diseños
 - Amplio rango de medidas y presiones
- Soluciones Integrales para clientes
 - Integridad total para bocas de pozos
 - Mejoras continuas de T.C.O
 - Servicios de campo
 - Servicios de Pre-venta y Post-venta
 - Integración de grupos de capacitación



PLANTA INDUSTRIAL, ADMINISTRACION Y VENTAS:
ESTRADA 180 - (B1661ARD) BELLA VISTA - BS AS - ARGENTINA
TELÉFONOS: (54-11) 4666-0969 | 4668-2032
FAX: (54-11) 4666-0791 | VENTAS TEL/FAX: 4666-5864
www.wenlen.com | e-mail: ventas@wenlen.com

BASE DE SERVICIOS EN NEUQUEN:
JUAN BENIGAR 485 (8300) NEUQUÉN
TEL/FAX: (0299) 44 0235 | E-MAIL: bnqn@wenlen.com

BASE DE SERVICIOS EN COM. RIVADAVIA:
AV. QUINTANA 136, KM. 3 (9005) COM. RIVADAVIA
TEL/FAX: (0297) 455 1256 | E-MAIL: bcrd@wenlen.com



En nuestro trabajo diario cada detalle cuenta.

Generalmente no hay segundas oportunidades, por eso nuestro rigor profesional tiene como objetivo asegurar operaciones confiables y eficientes. Esta es la tarea de Diego Gómez, quien se desempeña como Coordinador de Seguridad y Medio Ambiente del servicio de operación y mantenimiento de los yacimientos María Inés y Puesto Peter en Santa Cruz, Patagonia Argentina. Porque cada detalle cuenta cuando se trata de diseñar, construir, operar y mantener instalaciones de producción de petróleo y gas, de forma segura y eficiente.

Más de cien proyectos y servicios en ejecución por toda América Latina, ratifican nuestra vocación de proveedor de soluciones integrales para la industria del petróleo y gas, la minería y la energía eléctrica.

SKANSKA

Av. Pte. Roque Sáenz Peña 555
C1035AAA - Ciudad de Buenos Aires
Tel +54 4341 7000

Carlos Pellegrini 3125 - CPS300 - Parque Industrial Neuquén
Ciudad de Neuquén - Tel +54 299-449 6000

Bases Operativas en Río Gallegos, Comodoro Rivadavia,
Rincón de los Sauces y Mendoza

www.skanska.com.ar

proveniente de los tratados internacionales de protección al ambiente marítimo en un plano jerárquico destacado respecto a lo dispuesto en el ámbito nacional, subordinando a esa legislación internacional un gran porción de las normas nacionales en la materia.

La citada realidad, por demás dinámica y profusa, amenaza con provocar un sinnúmero de conflictos, ya sean vinculados con la norma que efectivamente rija la protección ambiental ante actividades relativas a las operaciones petroleras en el ámbito marítimo, o vinculados a la identificación de la autoridad competente para dirimirlos o establecer de manera cierta la competencia final de la autoridad de que se trate y con ello la solución del conflicto.

A fin de superar este temprano ámbito conflictivo, nuestra propuesta es que la nueva normativa ambiental en materia de exploración, explotación y transporte de hidrocarburos en áreas *offshore* sea aprobada por decreto del Poder Ejecutivo nacional, reglamentando la Ley nacional de Hidrocarburos 17.319.

En especial las previsiones del artículo 69, incs. b y e), en cuanto obliga expresamente a los operadores a evitar daños a los yacimientos con motivo de la perforación y operaciones complementarias y a “Adoptar las medidas necesarias para evitar o reducir los perjuicios..., a la pesca y las comunicaciones, como así también a los mantos de agua que se hallaren durante la perforación”.

Este mandato legal encuentra además una extensión mayor al ordenar a la autoridad de aplicación la fiscalización del ejercicio de la actividad petrolera en el ámbito nacional, “a fin de asegurar la observancia de las normas legales y reglamentarias correspondientes” (cfr. art. 75).

Y el art. 76, que al respecto expresa: “Las facultades acordadas por el artículo precedente no obstan al ejercicio de las atribuciones conferidas al Estado por otras leyes, con cualquier objetivo de gobierno, cuyo cumplimiento también autorice inspecciones o controles oficiales”.

Es decir que la existencia de otros organismos oficiales con facultades de inspección y control no impide una reglamentación específica para unificar las operaciones de verificación de la normativa ambiental que faciliten el cumplimiento coordinado de los objetivos energéticos y de protección ambiental del Estado nacional.

De esa manera se podrá obtener la certeza indispensable para un desarrollo normal de las operaciones.

Y ello podría ser posible, además, si esa nueva norma dispusiere la competencia final de la Secretaría de Energía de la Nación para resolver, en sede administrativa, todo conflicto planteado, directa o indirectamente, respecto a normas de protección ambiental aplicables a la actividad hidrocarburífera.

Todo ello previa intervención en las actuaciones pertinentes de las demás jurisdicciones que reclamen competencia en el conflicto particular que se pudiere generar.

Ello conformado por una reglamentación del art. 76 de la ley 17.319, específica de la materia hidrocarburífera –cuya vigencia ratificara la ley 26.197, Ley Corta de Hidrocarburos–.

Lo contrario implicaría la inexistencia, en sede administrativa, de un procedimiento eficaz para resolver conflictos que se puedan suscitar dañando la celeridad, pertinencia y eficacia en la solución de situaciones litigiosas que pueden provocar la detención o traba de operaciones indispensables para lograr el objetivo nacional de explorar y explotar los recursos hidrocarburíferos de la plataforma continental, en tiempo oportuno.

Aspectos específicos de las cuestiones ambientales tratadas

Sin perjuicio de lo antes expuesto, el grupo de trabajo preparó sus opiniones y sugerencias sobre los aspectos específicos de las actividades hidrocarburíferas costa afuera.

MARTELLI ABOGADOS

San Martín 323, piso 13. C1004AAG Buenos Aires, Argentina
Tel +54 11 5258 4100 - Fax +54 11 5258 4101
info@martelliabogados.com www.martelliabogados.com

ARGENTINA

VENEZUELA



BRAZIL

CHILE

USA

a. marshall moffat®

S i n c e 1 9 5 2

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

ARCO ELÉCTRICO • FLAMABILIDAD • SOLDADURA • SALPICADURA DE METALES FUNDIDOS



INDURA
Ultra Soft

Cumpliendo con las siguientes Normas:

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



CONSULTAS TÉCNICAS **0800-222-1403**

Av. Patricios 1959 (1266) - Capital Federal - Buenos Aires - Tel. 4302-9333
Bahía Blanca - (0291) 454-9689 - Neuquén - (0299) 443-3211-6139 - Centro - (011) 4343-0678

www.marshallmoffat.com

Genéricamente, ellas contienen definiciones sobre aspectos de las operaciones costa afuera, vinculados al plan de monitoreo ambiental, a los planes de contingencias, a los niveles de calidad de efluentes, a la gestión de residuos, al manejo y almacenamiento de combustibles, a la gestión de productos químicos, al análisis del agua de lastre antes de su eliminación, al uso de helicóptero para emergencias y otros temas de importancia dada la necesidad de compatibilizarlos con las normas generales existentes y adecuarlos a las realidades operativas locales.

Se realiza a continuación una somera descripción del conjunto normativo preparado, cuya definición final se halla en proceso de tratamiento conjunto con la Secretaría de Energía de la Nación y cuyo detalle preciso, una vez sancionadas las disposiciones finales, será objeto de una segunda parte de este trabajo.

Guía de prácticas recomendadas para la protección ambiental en operaciones hidrocarburíferas costa afuera: referencias previas

Características especiales del presente conjunto de prácticas recomendadas

La estructuración de las presentes normas y prácticas recomendadas posee, en el caso de la República Argentina, algunas características que es menester considerar a fin de lograr que el diseño de los contenidos se adecue a tales particularidades para un mejor logro de los objetivos buscados.

Para ello es menester considerar que:

- Se integran con un conjunto de requerimientos técnico-operativos y constituyen estándares técnicos de naturaleza eminentemente provisoria, destinados –prioritariamente– a la protección del medio ambiente y de los recursos vivos del mar territorial sometidos al riesgo de eventuales afectaciones en el curso de las operaciones.

- Estos estándares son, normalmente, complementados por normas propias y prácticas corporativas de los concesionarios de explotación, permisionarios de exploración y en general empresas titulares de derechos bajo las leyes 17.319 o 26.197 (en adelante los “operadores”).
- Estos operadores, a través de sus experiencias y políticas de Responsabilidad Social Empresaria y de un constante monitoreo, han logrado, en ámbitos internacionales, aceptables resultados que les permiten armonizar la defensa ambiental requerida por las normas legales aplicables con el desarrollo de operaciones exitosas en áreas costa afuera.
- La presente guía de prácticas recomendadas –luego de un plazo razonable de utilización– podrá ser analizada nuevamente por la autoridad de aplicación de la ley 17.319 para incorporar normativamente las experiencias recogidas con su utilización.

Vigencia

La guía de prácticas recomendadas tendrá un plazo de vigencia determinado por el Poder Ejecutivo nacional quien también dispondrá de los procedimientos destinados a su evaluación, confirmación o futura modificación, conforme a la competencia asignada por la ley 17.319 a la autoridad de aplicación de esa ley. ■

Nota:

Para la realización de la Parte 2 de este trabajo se tendrán en consideración los contenidos aquí expresados, los que serán objeto de un análisis normativo luego de que finalice el trabajo conjunto que se está realizando con la Secretaría de Energía de la Nación.

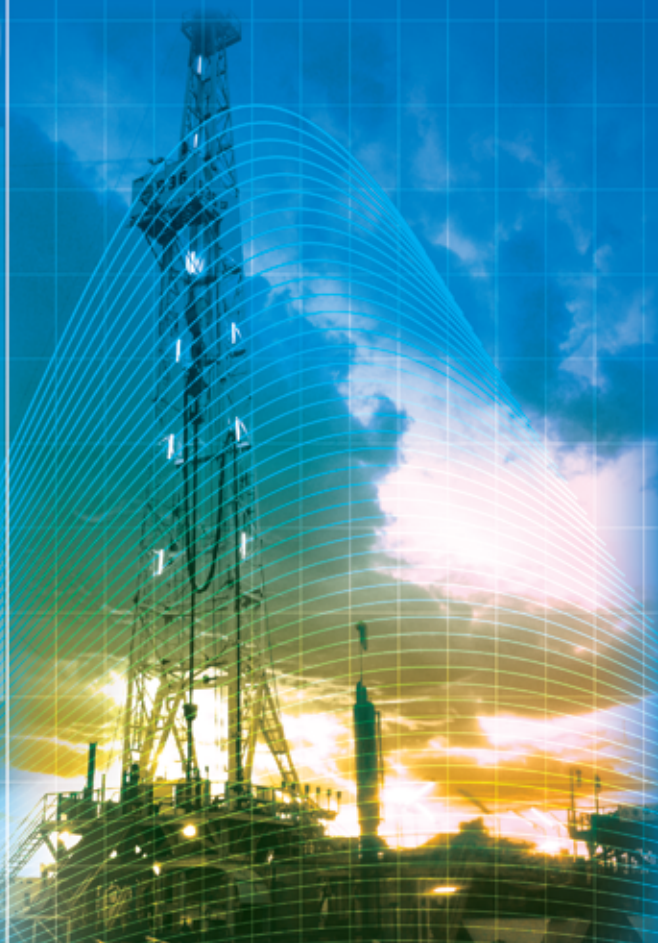


LA CALIDAD ES NUESTRO RECURSO INAGOTABLE

Cables de acero a la medida de la Industria Petrolera.

IPH SAICF®

www.iph.com.ar



Equipos de Perforación y Workover

OPERANDO EN ARGENTINA:
MENDOZA
NEUQUÉN

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



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

Una empresa de Nabors Drilling International Ltd.



En busca del conocimiento

Nuevos descubrimientos en el Parque das Baleias servirán de laboratorio para el desarrollo del “pre sal”

Por **José Sergio Gabrielli de Azevedo**
Presidente de Petrobras



Los recientes descubrimientos de acumulaciones de petróleo liviano debajo de la capa de sal en el Parque das Baleias, en la región norte de la Cuenca de Campos, región costera del estado de Espírito Santo, no sólo confirman la extensión del potencial de esa nueva frontera exploratoria que se extiende más allá de la Cuenca de Santos, sino que también servirán de laboratorio de ensayos para que Petrobras y sus socios evalúen el comportamiento de dichas reservas, ubicadas debajo de la capa de sal.

Se calcula que el volumen recuperable de los descubrimientos efectuados hasta el momento en el denominado "pre sal" del Parque das Baleias sea de entre 1.500 millones y 2.000 millones de barriles de petróleo equivalente (boe, según la sigla en portugués). Con estos nuevos descubrimientos, el volumen total de petróleo estimado para toda el área, considerando los reservorios ubicados por encima y por debajo de la capa de sal, ya alcanza aproximadamente los 3.500 millones de boe. Sin duda alguna, un hito para una unidad que hace casi 10 años administraba una reserva de menos de 50 millones de boe, aproximadamente el 2,5% de lo que podría llegar a ser el volumen actual, si se confirmaran los cálculos.

Las informaciones sobre la vida productiva de los pozos que se encuentran debajo de la capa de sal y la respuesta sísmica de los reservorios son sólo algunos datos que deberá estudiarse durante la etapa de evaluación de las nuevas acumulaciones. Con dichos estudios, se podrá obtener un conocimiento más amplio de las características de esa nueva frontera exploratoria y subsidiar la delimitación y el desarrollo del área de acumulación, y el desarrollo, además, del polo pre sal de la Cuenca de Santos, cuya complejidad geológica requiere un esfuerzo continuo de investigación.

Hasta el momento, ya se perforaron seis pozos en la sección de pre sal de Espírito Santo. Todos ellos indicaron la presencia de petróleo liviano (30° API). Se encuentran en las concesiones de Cachalote, Baleia Franca, Baleia Azul, Jubarte, Caxaréu y Pirambu, que conforman el Parque das Baleias. Además del potencial promisorio, el polo pre sal del estado de Espírito Santo presenta una serie de características geológicas y operativas favorables.

Dispone de infraestructura de producción preexistente, que aprovechará algunas plataformas ya instaladas en la región, como la P-34, para interconectar pozos. Está ubica-

do a sólo 80 km de la costa, a cerca de 1.500 m de láminas de agua y a 5.000 m de profundidad final. Además, la provincia presenta una capa de sal mucho menos espesa que el polo de la Cuenca de Santos.

Debido a todas estas facilidades, podrá anticiparse la producción local: se calcula que el polo empezará a funcionar en sólo 18 meses. Como ejemplo comparativo, basta con decir que para poner a producir un nuevo descubrimiento, el plazo promedio oscila entre los tres y cuatro años a partir de la declaración de comercialidad. Ante estas facilidades, el desarrollo de este polo movilizará inversiones más bajas y, al mismo tiempo, garantizará más rentabilidad. Otro aspecto positivo es que Petrobras y sus socios están probando allí soluciones muy conocidas y adoptadas en la Cuenca de Campos para posibilitar la producción en esa provincia.

No obstante ello, hay una innovación que merece destacarse entre las tecnologías que deberá usarse en este nuevo *cluster*. Con el fin de acelerar la producción, la compañía apuesta a un concepto de plataforma inédito: las unidades que ya reciben el apodo de *total flex*; es decir, plataformas adaptadas tecnológicamente para producir reservorios de características diversas, tanto por encima como por debajo de la capa de sal.

El FPSO P-57, que se instalará en el campo de Jubarte, cuyo diseño ya estaba en marcha antes de los nuevos descubrimientos, sigue esa nueva tendencia: se lo equipará para producir tanto el petróleo pesado del post sal, de cerca de 18° API, como el petróleo liviano del pre sal, de alrededor de 30° API. En ese caso, uno de los mayores desafíos será combinar las operaciones de filtrado del petróleo producido en condiciones de reservorios totalmente diferentes. Cabe recordar que los reservorios ubicados por encima de la capa de sal están formados de rocas turbidíticas, mientras que los de la sección de pre sal son de origen carbonático. Es decir: tienen características geofísicas y geológicas diferentes.

Más que ser un nuevo descubrimiento, el polo pre sal del estado de Espírito Santo representa un desafío intelectual de envergadura para el equipo de geólogos, geofísicos e ingenieros de Petrobras. El conocimiento geológico y el *expertise* técnico acumulados allí serán el pasaporte para el pleno desarrollo del pre sal. ■



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



Gestión ambiental en proyectos de exploración *offshore*

Por **María Laura Ayoroa**
Medio Ambiente y Seguridad,
Dirección de Exploración y Desarrollo del Negocio, YPF



La gestión ambiental en los proyectos de exploración de hidrocarburos en el mar debe contemplar, además de todos los aspectos propios de la actividad a desarrollar, el análisis de la sensibilidad ambiental y social del área y de la interacción de las actividades con dicho entorno. Esta premisa básica para cualquier evaluación de impacto ambiental, toma una dimensión particular en los proyectos *offshore*, donde el desarrollo de actividades productivas y recreativas, el interés de los grupos científicos, organizaciones y comunidad, podrían resultar difíciles de percibir a primera vista.

Marco regulatorio

Las actividades de exploración y producción de hidrocarburos en el mar se encuentran muy desarrolladas en todo el mundo. En la Argentina, se han efectuado campañas de prospección sísmica y perforación exploratoria y producción, las cuales todavía están vigentes.

No existe sin embargo, en nuestro país, una cultura asociada a las actividades hidrocarburíferas *offshore*; esto probablemente se encuentra influenciado por la separación temporal entre las diferentes campañas exploratorias que se han realizado o por el desarrollo puntual de la producción costa afuera, que no alcanza para establecer la fuerza necesaria para impulsar su desarrollo.

Esta carencia se aprecia particularmente en las regulaciones ambientales nacionales y provinciales asociadas a estas actividades, las cuales podrían considerarse desactualizadas en función del rápido avance de esta industria, y en algunos casos como extensiones de las prácticas utilizadas en tierra. En este sentido, el avance en la gestión ambiental legal de los procesos de exploración y producción de hidrocarburos, no ha logrado alcanzar aún completamente a las actividades costa afuera; sin embargo, esta situación se ve compensada por la predisposición de las autoridades de aplicación nacionales y provinciales hacia la correcta gestión ambiental en los proyectos *offshore*.

Esta situación podría no representar en sí misma un riesgo para la gestión ambiental del área, ya que las empresas que operan en la actualidad poseen experiencia *offshore*, y por lo tanto cuentan con procedimientos y buenas prácticas que aplican a todas sus operaciones, las cuales son previamente evaluadas y aprobadas por la autoridad de aplicación.

Sin embargo, la falta de este marco legal específico para la actividad dificulta la planificación de tareas, y la evaluación de las sinergias cuando dos o más actividades se superponen en un área o momento.

En la actualidad se están desarrollando regulaciones que tenderán a unificar la gestión ambiental de los proyectos de exploración y producción de hidrocarburos en el mar, impulsadas desde los organismos de control, quienes dan participación en este proceso a los sectores involucrados de la industria.

Análisis ambiental de base

La gama de actividades relacionadas con la exploración y producción petrolera cambia día a día; sin embargo, para un correcto análisis, las actividades pueden agruparse dentro de cuatro grandes grupos: exploración, perforación, producción y abandono. Cada una de estas etapas en el desarrollo de un área merece un análisis particular, ya que emplean diferentes metodologías, e implican distintas escalas temporales y áreas, influyendo de diferente manera en el entorno.

Para todas sin embargo resulta necesario contar con información ambiental y social de base, que permita evaluar la influencia de las actividades a futuro y establecer las pautas de trabajo y monitoreo para cada una de ellas.

Los análisis de base deben realizarse preferentemente antes de comenzar cualquier actividad en la zona, para asegu-

rarse la medición de todos los parámetros en estado inicial. Esto no siempre es factible ya que, como se mencionó, algunas zonas de interés hidrocarburífero han tenido actividades previas. Los estudios de base permiten a su vez cuantificar los impactos existentes y/o acumulados de actividades pasadas.

Es recomendable incluir en esta etapa de la gestión, cuando se trabaja en zonas de alta sensibilidad, la realización de una línea de base de biodiversidad, que identifique la diversidad dentro de cada especie, entre las especies y los ecosistemas, la presencia de áreas sensibles y protegidas, y la identificación de los grupos de interés, es decir, aquellas instituciones u organismos nacionales e internacionales relacionados con el área.

Esta información permite a los gestores ambientales de las empresas y de los organismos gubernamentales determinar los elementos más sensibles o vulnerables, y otorga información para la planificación y la toma de decisiones con foco en prevenir y evitar o minimizar los posibles impactos.

También permite definir los indicadores que deberán utilizarse en las diferentes etapas del desarrollo del área, y establecer un plan de acción para la prevención de impactos, el mejoramiento y conservación de la biodiversidad y el seguimiento de las acciones ambientales, en áreas establecidas como de alta sensibilidad ambiental.

Un ejemplo de aplicación de estos estudios innovadores es el Estudio de Base Ambiental, Social y de Biodiversidad del Golfo San Jorge, realizado por YPF antes del comienzo del proyecto de perforación exploratoria Aurora.

En este proceso cobran particular importancia los grupos de interés, que incluyen órganos reguladores, grupos comunitarios, residentes locales y ONG. La consulta con las partes interesadas ayuda a mejorar el conocimiento de las condiciones y necesidades locales y permite establecer un vínculo para el desarrollo futuro.

Mapas de sensibilidad ambiental

Una de las herramientas que surge del análisis de la información del estudio de base y que posee gran importancia para los gestores ambientales, es el mapa de sensibilidad del área, que constituye una herramienta de rápida





Las líneas de base en el *offshore* contribuyen a la obtención y compendio de información de distintas fuentes en ambientes donde su obtención implica cierta complejidad. Más aún, cuando la profundidad y el acceso a la zona lo permiten, estas líneas incluyen el muestreo de sedimentos, bentos, plancton, observación de fauna (mamíferos marinos, tortugas y aves), constituyéndose para los investigadores y organismos con interés en el área, en una nueva fuente de información.

Identificación y evaluación de impactos. Plan de manejo

lectura e interpretación y ayuda a la planificación de las actividades normales y a la respuesta a las posibles contingencias. El mapa superpone todos los factores sensibles determinados en el estudio, ubicados geográficamente, en función de la localización de las actividades propuestas, y debe incluir entre otras cosas: áreas protegidas y sensibles, actividades económicas y/o culturales, bienes y recursos, tipos de costa y recursos turísticos, todos ellos diferenciados en función de su estacionalidad.

La descripción y definición del alcance del proyecto debe incluir los antecedentes, la justificación, la ubicación geográfica y la descripción de cada una de las actividades y alternativas a desarrollar.

Esta información será luego vinculada y evaluada en función de la línea de base, para determinar la interacción entre las actividades del proyecto y cada uno de los factores ambientales y sociales definidos.

Este análisis, denominado comúnmente *identificación y evaluación de aspectos e impactos ambientales*, permite predecir y evaluar los potenciales impactos positivos y negativos,



TRABAJAMOS CON ENERGÍA

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

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

INVERTIMOS PARA CRECER.



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

www.edvsa.com



- **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



en función del análisis de sus características, como ser probabilidad de ocurrencia, grado de control, magnitud, temporalidad, sinergia, reversibilidad, distribución, etc.

La importancia de la identificación y evaluación de los impactos reside en la posibilidad de prevenir y corregir o mitigar los impactos negativos, establecer el plan de manejo y monitoreo ambiental y el plan de respuesta ante contingencias y/o emergencias.

El plan de manejo ambiental reúne todas las medidas a adoptar en las etapas del proyecto, con el fin de gestionar los impactos identificados. Entre las más sobresalientes en los proyectos de exploración y producción *offshore* se encuentran las medidas precautorias utilizadas durante la sísmica en relación con los mamíferos marinos.

Estas medidas establecen un control en el arranque de los cañones denominado *soft start*, un monitoreo permanente de los mamíferos marinos, tortugas y aves, por parte de personal especializado, el cual se realiza antes y durante las operaciones y un registro de todas estas actividades de manera de poder cruzar la información.

En todos los proyectos de sísmica *offshore* en la Argentina, YPF ha adoptado estas medidas precautorias incorporando, además de lo mencionado, la presencia de biólogos marinos en forma permanente en las operaciones.

Dentro de las actividades de perforación y producción, pueden mencionarse el monitoreo de los parámetros de vuelco, la gestión de productos químicos y residuos y el almacenamiento y transporte de hidrocarburos hacia tierra. Para el caso de abandono de instalaciones, pueden mencionarse la restitución del sitio y el monitoreo de las condiciones ambientales post abandono.

Respuesta ante emergencias

Uno de los aspectos que mayor interés genera en la comunidad es la prevención y la respuesta ante contingencias, especialmente las producidas por el derrame accidental de hidrocarburos al mar.

La gestión ante el derrame de hidrocarburos comienza con la prevención en los posibles focos de emisión de hidrocarburos al ambiente. Las medidas de prevención son y deben ser las principales preocupaciones de los gestores ambientales de la operación y de sus responsables, asegurando la aplicación de las mejores prácticas y tecnologías, el monitoreo permanente, la inspección rutinaria de instalaciones y equipamiento, la capacitación del personal y el adecuado mantenimiento de las instalaciones.

A pesar de los esfuerzos por prevenir estos incidentes, éstos podrían ocurrir, por lo cual debe asegurarse la respuesta inmediata, tratando de reducir al mínimo los daños y facilitando la recuperación del ambiente. Con este fin se elaboran los planes de contingencia, que en nuestro país están bajo la supervisión de la Prefectura Naval Argentina.

Un plan de respuesta ante emergencias por hidrocarburos debe comprender una definición estratégica y una definición operativa, y debe contener toda la información necesaria para la gestión de la emergencia.

La elaboración del plan de respuesta comienza con la recolección de información y la definición del riesgo. Para este fin deberán consultarse modelos meteoceánicos y/o



base de datos meteorológica, fundamentalmente la definición de corrientes, mareas y vientos y deberán definirse las características físicoquímicas del hidrocarburo, como su densidad, viscosidad, punto de escurrimiento, etc.

Con esta información podrán predecirse posibles trayectorias de dispersión del hidrocarburo en función de las condiciones climáticas preponderantes en la zona. Hoy en día está muy difundido el uso de modelos por computadora para la predicción de la dispersión y deriva del hidrocarburo, con lo cual pueden establecerse anticipadamente los escenarios más probables, sobre la base de los datos meteorológicos históricos, su posible afectación a zonas y recursos sensibles y el peor caso de derrame.

Estos modelos también pueden redefinirse durante las operaciones de respuesta reales, produciendo como resultado una predicción más efectiva de lo que ocurrirá en las horas siguientes a la emergencia.

Los modelados o las predicciones calculadas son vinculados con los mapas de sensibilidad determinados durante la etapa de análisis de base, permitiendo a los gestores ambientales establecer el posible impacto y de esta forma determinar las estrategias para la respuesta y limpieza de la zona, establecer prioridades de acción, zonas de sacrificio, etc.

Cada operador deberá definir su capacidad de respuesta en función de diferentes niveles de incidente, lo que comúnmente se denomina respuesta escalonada o graduada en niveles. Estos niveles estarán dados por el tamaño del derrame y su proximidad a las instalaciones operativas.

Este análisis permitirá establecer la necesidad de mayor o menor despliegue de recursos, es decir que se utilicen los recursos previstos a nivel local, que sea necesario movilizar recursos a nivel nacional, o que se necesite incluso el apoyo de recursos regionales o internacionales. En caso de que la evaluación previa determine la cobertura en uno, dos o los tres niveles de respuesta, se deberá establecer y demostrar la existencia de acuerdos y/o convenios para la utilización de los recursos.

Los recursos involucran desde el equipamiento como barreras, *skimmers*, dispersantes, absorbentes, tanques

UNA PARTE VITAL DE NUESTRO MUNDO



tyco / Valves & Controls / **Tyco Flow Control Argentina**

Carlos Calvo 2560 - CAPITAL - TEL. 5530-5000
ventas.argentina@tycovalves.com

de almacenamiento, hasta medios de transporte, como ser camiones, helicópteros, aviones y el recurso humano disponible, capacitado y familiarizado con el equipo de respuesta ante emergencia.

Una parte importante del plan de respuesta ante contingencia está dado por las definiciones de los responsables, y la definición de sus roles y funciones en el momento de la emergencia. Los miembros de estos grupos de respuesta deben estar entrenados de manera permanente, para lo cual se realizan simulacros y/o ejercicios de emergencias, que deben involucrar la participación de las autoridades.

Una vez definidos los posibles escenarios, responsables y recursos, deben establecerse las estrategias de respuesta donde se describen las acciones de seguimiento, evaluación, contención, recolección, limpieza, gestión de residuos generados, etc. Estas estrategias deberán adaptarse a las diferentes situaciones que puedan presentarse, y llegado el caso de una emergencia real, ésta será contemplada en función de las condiciones reinantes y en conjunto con las autoridades involucradas.

Una herramienta que comienza a utilizarse en algunas operaciones de respuesta para definir la estrategia que permita el máximo beneficio para el medio ambiente, es el *Análisis de Beneficio Ambiental Neto*, que consiste en un análisis sistemático de la estrategia propuesta en función de los diversos aspectos involucrados, como los ecológi-

cos, económicos, turísticos, culturales, etc., donde participan todas las partes interesadas y que permite analizar las estrategias separándolas del contexto emotivo que acompaña a una emergencia.

Todos estos pasos en la gestión ambiental deberán ser sometidos al proceso de evaluación de impacto ambiental por la autoridad de aplicación, para la aprobación del proyecto con antelación a su ejecución, y serán luego monitoreadas a lo largo de la vida útil de las operaciones a través de lo establecido en el plan de monitoreo. ■

María Laura Ayoroa es miembro de la subcomisión del IAPG para delinear los ejes a considerar en la elaboración de normativa ambiental offshore. En YPF, se desempeñó como apoyo en la gestión ambiental y de seguridad de los proyectos sísmicos onshore en Chubut y Santa Cruz y offshore en la Argentina (ago. 2003 – jul. 2006). Luego fue responsable de la gestión ambiental y de seguridad de los proyectos sísmicos onshore y offshore en la Argentina y Brasil (jul. 2006 – jul. 2008). Actualmente se desempeña como jefe de Medio Ambiente y Seguridad de la Dirección de Exploración y Desarrollo del Negocio – YPF. Responsable de la gestión ambiental y de seguridad de los proyectos exploratorios onshore y offshore en la Argentina.

MILEI

Tanques de Fragmentación
Piletas Petroleras - Tratamiento de lodo - Work Over
Tanques estáticos
Desarrollos Especiales
Cisternas de Acero al Carbono, Inoxidable y Aluminio

- Ruta Nacional 8 Km 220 CP 2700 Pergamino 02477-438102
- Parque Industrial Pergamino Ruta 32 Km 1,5 02477-424314
- Av. Corrientes 1296 1º Piso Of. 15 y 17 C.F. 011-4382-8245

tanquesmilei@milei.com.ar www.milei.com.ar

Planta Compresora de Gas Aguada San Roque
Total Austral S.A. - Neuquén - Argentina

Para cumplir 60 años, hay que cumplir.

Compromiso
Responsabilidad
Honestidad
Coraje

www.aesa.com.ar

AESA | **60**
Años



OSV Buques para operaciones offshore

Por **Armando José Barraquero** y **Guillermo R. Gadea**
Antares S.A.

Ya en la época de la navegación a vela, pequeños botes a remo asistían a aquellos veleros cuya capacidad de maniobra era restringida en la zona de sus amarraderos. Se trataba del inicio de la industria de los remolcadores.

Pero es la exploración y producción petrolera en plataformas marinas lejos de la costa, la que impulsa una rama de especialización en la industria naviera, provocando la evolución y la necesidad de cambios en los diseños de construcción y maquinarias de buques

más apropiados para acompañar estos trabajos, la de los buques *offshore*.

Existen escritos que sitúan el inicio de actividades de las primeras plataformas marinas en 1897. Se trataba de un pozo situado próximo a la costa, construido sobre un muelle y con una tecnología semejante a la de sus pares en tierra firme. Más tarde estructuras mayores se construyeron en el Golfo de México.

Al avanzar en la búsqueda de petróleo sobre aguas cada vez más profundas, las distancias desde la costa crecieron y ello generó la aplicación de alta tecnología incluyendo la utilización de buques de apoyo muy especializados.

Algunas fuentes estiman que en los próximos años el 60% del petróleo se extraerá a partir de plataformas en pleno océano.

En este escenario, los buques *offshore* tienen y tendrán una intensa participación multifunción ya que navegan y actúan en esos campos petroleros marinos particularmente en el abastecimiento, soporte, mantenimiento y reparación de estas plataformas e instalaciones de oleoductos y/o gasoductos en alta mar, transportan grandes pesos e intervienen con su personal en diversas operaciones marinas, submarinas y robotizadas, incluso hasta en muy grandes profundidades.

La complejidad de construcción de estas grandes plataformas de perforación hace que éstas deban ser construidas en tierra y posteriormente remolcadas a la zona de operación. En oportunidades, estos enormes artefactos navales deben recorrer grandes distancias antes de afincarse en la zona de operaciones y es allí en donde también actúan estos buques. Su participación incluye operativos de arrastre que involucran además a otros tipos de buques denominados *heavy lift* que transportan grandes cargas a su bordo –incluyendo plataformas– de una parte a la otra del mundo.

Diferentes tipos de buques *offshore* / *supply* desarrollan sus tareas en diversas zonas marítimas del mundo tales como la costa de Brasil, el sur de nuestro país, el Mar del Norte, el Golfo de Estados Unidos, oeste de África, el Caribe, el Lejano Oriente, etc.

Entre las múltiples características de diseño y despliegue de tecnología de los buques podemos destacar la gran potencia, capacidad de transporte en cubiertas, velocidad y tracción, gran capacidad de maniobra (incluso hasta girar sobre sí mismos y producir un gran empuje en todas direcciones), visión panorámica en el puente de mando, hélices en proa, helipuertos, sistema de lucha contra incendios (incluyendo fuegos externos), medios de izado mecánicos, tanques de almacenamiento de diversos productos; pueden realizar navegaciones de diverso tipo aun bajo condiciones meteorológicas adversas, sensores de todo tipo, sistemas de posicionamiento dinámico (DP1, DP2 y DP3) que permiten al buque permanecer quieto en una posición con la ayuda de referencias como ser satelitales, láser e hipoacústicas especialmente utilizadas en operaciones de buceo y ROV (*Remotely Operated Vehicle*, submarinos robots).

Por el tipo de tarea, sus tripulaciones deben estar altamente capacitadas y entrenadas al igual que el personal de buzos.

Fuentes especializadas mencionan que en el mercado de los *Offshore Supply Vessel* (OSV) existe una docena de nichos. La combinación de letras en las siglas continúa creciendo, todas bajo el genérico de OSV.

He aquí algunas de ellas:

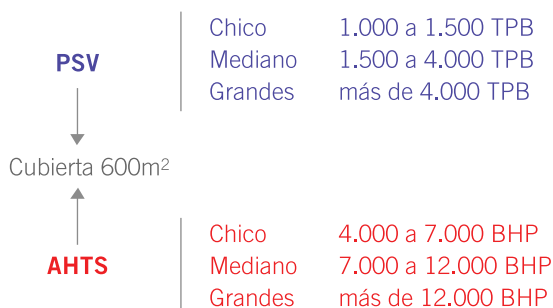
PSV: Platform supply boats

Aprovisionador neto, lleva carga en cubierta, en tanques y silos.

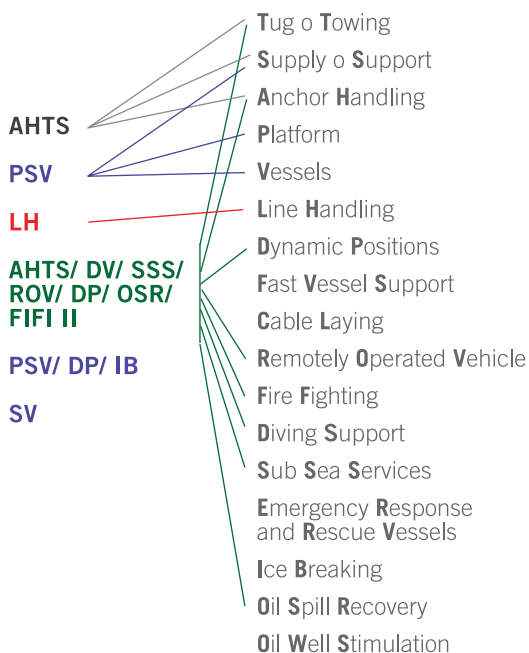
No cuenta con guinches de remolque ni de trabajo. Menor potencia en máquinas que un AHTS.

AHTS: Anchor handling tug and supply vessels
Realiza las tareas del PSV y además puede realizar maniobras para asistir a barcasas o plataformas colocando en posición sus anclas de acuerdo con la tarea a realizarse y con el tipo de trabajo requerido por los

Tradicionales



Siglas y combinaciones



artefactos navales. También efectúa remolques.

WT: Well production and Test boats.

OSRV: Oil spill response vessels.

IMR: Inspection, maintenance, and repair.

Como fuera expresado, la búsqueda de petróleo en el mar continuará incrementándose en los próximos años. Sin duda la tecnología y los buques *offshore* serán importantes actores en esa gesta. ■



Armando José Barraquero es capitán de ultramar, perito naval en Navegación, auditor de Sistema de Calidad. Por 30 años ha desempeñado tareas en el ámbito marítimo, tanto en buques como en tierra, en la Argentina y en el exterior. Actualmente cumple funciones como gerente de Operaciones de la División de Remolcadores de Antares Naviera S.A.

Fuentes:

- www.epmag.com
- "Buques de apoyo y tareas del offshore. Características y evolución", Antares Naviera S.A.
- www.diplomatic.gouv.fr
- Jordán Jordán, Verónica, "Proyecto Remolcador de salvamento contra incendios y antipolución", Escuela Técnica Superior de Ingenieros Navales, Universidad Politécnica de Madrid, 2008.
- *El Seguro Marítimo / Offshore*, publicación técnica, Swiss Re.
- www.swissre.com



Guillermo Ricardo Gadea es licenciado en Economía Marítima, magister en Administración de Negocios (MBA) y docente universitario (Universidad Argentina de la Empresa). Desde 1981 ha desempeñado diversas posiciones en empresas del ámbito marítimo y del comercio exterior. Actualmente cumple funciones en la Gerencia Comercial de Antares Naviera S.A.

Offshore Services
Acercándole practicidad y rapidez.
Providing effective and fast solutions.

MINVEST S.A.

25 de Mayo 555 / Piso 8 / C1002ABK Buenos Aires / Argentina Tel./Fax (54-11) 4317-8422
Fax (54-11) 4313-8983 remolcadoresyoffshore@antaresnav.com.ar www.antaresnaviera.com

Borfo

Excelencia en la Producción de Hidrocarburos

**Pan American
ENERGY**





Embarcaciones Flex Class Vessels

Por **Leonardo Marcial García**
Minvest S.A.



A mediados de 2008, Antares Naviera incorporó a su flota dos embarcaciones gemelas, construidas en Estados Unidos, del tipo AHTS DP II (Anchor Handling Towing Supply Dynamic Position Clase II) *John Coghill* y *Seacor Lee* respectivamente. Estas embarcaciones *new building*, y la plataforma Ocean Scepter, llevan a cabo mancomunadamente la prospección y exploración petrolera que YPF y Sipetrol desarrollan en nuestra costa patagónica.

Estas dos embarcaciones, pertenecientes a una serie de seis, fueron construidas con el propósito de prestar una amplia gama de servicios. En esta nota, se detallará la

alta tecnología con la que cuentan estos navíos de 2541 toneladas de Dead Weight, 80 metros de eslora; 15,8 m de manga y 5,8 m de puntal. El calado medio es de 4,7 metros.

Los buques tienen un *bollard pull* (tiro de remolque) de 120 TM. Este importante valor se logra con una eficiente propulsión Diesel-Eléctrica, de 6.084 KW (8160 HP), con cuatro moto alternadores de potencia y uno de menor entrega, que suministran en conjunto 9150 KW (unos 12.270 HP).

Gracias al sistema centralizado AVC, *Automatic Vessel Control*, se dispone en todo momento de la potencia necesaria requerida y una velocidad máxima de 14 nudos con el menor consumo específico de combustible. Los dos motores propulsores son eléctricos; de 750 VAC y 3042 KW (4080 HP) cada uno, marca Converteam, de velocidad variable de 0 a 1040 RPM ubicados en popa, con caja reductora de velocidad y eje corto de ensamble a las hélices.

Esta tecnología, comparada con buques con largas líneas de ejes y motores considerablemente grandes, se traduce en menores costos de mantenimiento y menor pérdida de energía aplicada al mencionado eje, con el mayor aprovechamiento de los espacios aumentando la capacidad de carga. El transporte de energía desde la sala de generación eléctrica se realiza mediante conductores eléctricos en lugar de transmisiones mecánicas.

La condición lograda con la entrada y salida automática y/o manual de los motoalternadores reduce notablemente el consumo de combustible ya que se pueden seleccionar según requerimiento. Por medio del programa, pueden entrar en servicio automáticamente según la necesidad de potencia, como también detenerse en caso de que esta demanda haya cesado. El consumo promedio de Marine Diesel Oil en esta operación es de 5,3 m³ diarios (en un buque convencional, es de alrededor de 9 m³ diarios).

El sistema de posicionamiento dinámico es de Clase 2 Converteam Versión 4.14 (ex Alstrom), última versión desarrollada por el fabricante. Los sistemas referenciales de posicionamiento que dispone son láser óptico (CYSCAN) y dos DGPS (C-NAV). El *Seacor Lee*, además, tiene la posibilidad de contar con un cuarto sistema, el Hidroacústico (HPR). Para facilitar la maniobra manual poseen una consola tipo Joystick, totalmente indepen-

diente del sistema DP, con una respuesta eficiente e instantánea de sus propulsores y hélices transversales.

Capacidades de carga y productos

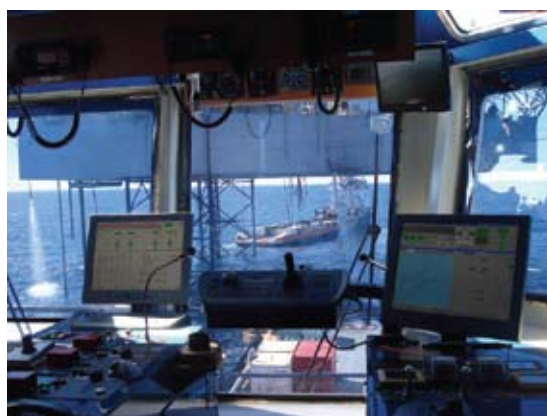
Estas unidades poseen 10 tanques para el transporte de barros, con agitadores del cargamento, y una capacidad total de 1314 m³; cuentan con dos bombas centrífugas de 300 hp 232 m³/h a 7 bar y tuberías de 10". Todas las aspiraciones de estos tanques tienen pocetes para poder obtener el completo vaciado de éstos. Todos los tanques están recubiertos con pintura epoxi y poseen dos mezcladores de 15 HP cada uno para batir el producto.

Para agua potable, cuentan con cuatro tanques y una capacidad de 383 m³. La bomba es del tipo centrífuga de 100 m³/h a 7 bar y tubería de 4". El consumo promedio diario del buque es de aproximadamente 4 m³. Los tanques para agua industrial o de perforación son 12, con un total de 799 m³. La bomba de descarga es centrífuga, de 100 m³/h a 7 bar, con tubería de 4".

Para el combustible (Marine Diesel Oil), posee seis tanques de almacenamiento con una capacidad total de 444 m³, los cuales se descargan con una bomba centrífuga de 120 m³/h a 7 bar y tubería de 4". Posee, además, un caudalímetro electrónico con entrega de ticket impreso. El tanque de sedimentación tiene una capacidad de 24 m³ y los dos de consumo diario son de 25 m³ cada uno. El sistema de rebalse de los tanques de carga se centraliza en un *overflow* de 12 m³ de capacidad, para asegurar una carga segura de combustible y evitar derrames. El sistema de purificación de combustible cuenta con un separador centrífugo de autolimpieza.

Los tanques de carga seca o silos son cinco, con una capacidad individual de 45 m³. Los productos más comunes que se transportan son cemento, bentonita, baritina y carbonato de calcio. Para ello el sistema cuenta con dos compresores de aire del tipo lóbulos de 750 m³/h cada uno. Toda la operación con estos productos se realiza mediante válvulas y compresores de aire de control a distancia por intermedio del sistema centralizado de alarmas y comandos AVC.

Cuatro de los tanques de barro pueden destinarse para la carga de Brine, ya que cuentan con maniobras para trabajar con este producto en forma independiente del





resto de los tanques. También puede realizar maniobras para segregar dos tanques de barro y utilizarlos para carga y transporte de combustible, con lo cual la capacidad de MDO pasa a 744 m³; los tanques N° 2 de barro se utilizan como estiba de cadena de anclas, para lo cual cuentan con un sistema de arriado y virado de éstas para maniobras de campo de anclas.

Las bombas de agua potable y de agua de perforación se pueden utilizar para transferencia tanto de agua dulce como salada, y se puede efectuar todo tipo de combinaciones. Todos los productos, tanto líquidos como polvos, se pueden descargar por ambas bandas del buque.

El *Seacor Lee* posee una cubierta adicional para montaje de equipos ROV (*Remote Operation Vehicle*) con todos los tableros necesarios para la alimentación eléctrica de los equipos con 480 VAC. Esta cubierta también puede adaptarse para efectuar trabajos de buceo. La cubierta principal de carga tiene una superficie de 637 m² (49 m de largo por 13 m de ancho).

El equipo de lucha contra incendio es del tipo "FIFI

1"; utiliza dos bombas centrífugas de 1200 m³/hs cada una. Los monitores de agua se controlan mediante una consola desde el puente de navegación. Todas estas variables hacen a su condición "flexible", que da origen a su clase (Flex).

Guinche de remolque

Dispone de un sistema instalado Rolls-Royce - BRATTVAAG Electro-Hidráulico del tipo SL 300W/ BSL 300 W, con acople simple y doble de motores. El freno de los tambores es hidráulico, con lubricación automática. Los dos tambores tienen una capacidad de 2000 m de cable de 76 mm de diámetro. La capacidad de tracción máxima es de 300 TM.

El control a distancia del sistema se realiza desde el puente de navegación. Para ello, cuenta con cámaras CCTV ubicadas en diferentes puntos estratégicos para obtener un panorama completo de todos los sectores de

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 $\mu\rho$, $\lambda\rho$ / 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



5 de marzo. Día del Gas.

En esta fecha felicitamos a quienes, al igual que nosotros, trabajan con energía.

Energía que crece.

Tecpetrol



trabajo. Para las maniobras de remolque y/o trabajo con cables y anclas, se dispone en la popa de cuatro bitas hidráulicas y dos “bocas de tiburón” comandadas desde el puente y/o un tablero sobre cubierta.

Operaciones en el Atlántico Sur

Los buques se encuentran desarrollando tareas de apoyo, asistencia, abastecimiento y remolque de la plataforma de exploración petrolífera Ocean Scepter en aguas del Golfo San Jorge y boca oriental del Estrecho de Magallanes. Según la zona de operaciones, el buque opera en los puertos de Comodoro Rivadavia, provincia de Chubut, o en el de Punta Quilla, provincia de Santa Cruz.

El cliente YPF y Sipepetrol provee del material petrolero necesario para el funcionamiento de Ocean Scepter en los puertos de referencia. Los buques efectúan el seguro transporte del hidrocarburo desde y hasta Ocean Scepter.

Las operaciones de carga y descarga se realizan en un marco de seguridad y precisión dado por el sistema de

posición dinámico, por una parte, que permite mantener el buque posicionado en un radio menor a un metro, y el grado de entrenamiento de las tripulaciones enroladas en ambos buques por el otro.

Hacia fines de marzo se efectuó un nuevo traslado de Ocean Scepter dentro del Golfo San Jorge, de zona “Elizabet” a zona “Alicia”, separadas por una distancia de 14 millas náuticas y en una profundidad promedio de 90 metros. La nueva posición de exploración se encontrará situada a 36 millas náuticas del puerto de Comodoro Rivadavia. ■

Leonardo Marcial García es capitán de ultramar con amplia experiencia en la operación de buques offshore desde 1996 en áreas tales como la boca oriental del Estrecho de Magallanes así como en Brasil (Bacia dos Campos, Fortaleza y Aracayú). Ha participado en cursos de capacitación y entrenamiento en el exterior, y obtuvo el título de Full DP operator en 2000.

Es capitán del AHTS Seacor Lee (Minvest S.A.).

MPTI

Mar Profundo Tunelería Inteligente S.R.L.



Una empresa dedicada a la perforación horizontal dirigida (PHD)



Estomba 3770 (1430) Capital Federal
Tel./Fax: 5197-6296 | www.mpti.com.ar
marprofundo@fibertel.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



 **MEGA**
COMPAÑÍA MEGA S.A.



La logística del *offshore*

Por **Alejandro Deveraux**

Offshore y Projects manager - Agencia Marítima Internacional

Introducción

La exploración y explotación de petróleo y gas *offshore* es una actividad intrínseca de la industria hidrocarburi-fera. En lo que respecta a la logística, existe un amplio espectro de factores a considerar.

La climatología es uno de los aspectos determinantes; velocidad del viento, frecuencia de olas, mar de fondo, amplitud de mareas, son todas causas que dificultan las operaciones. Los distintos eslabones o fases de las operaciones deben realizarse con total precisión, ya que cada uno de ellos cuenta con escasos márgenes de reacción

para rearticularse luego de interrupciones sin incurrir en altos costos operativos.

Entendemos así la significativa diferencia de costos de las operaciones *offshore* en comparación a las que se realizan *onshore*.

Una campaña *offshore* requiere una minuciosa planificación, la estructura de las operaciones necesita el uso de herramientas de gestión tales como las de *Project Management*. Antes de comenzar, se deben evaluar y considerar todos los factores que influirán en la operación. Sobre la base de las experiencias vividas por AMI (Agencia Marítima Internacional), se desarrollarán los siguientes puntos.

Agenciamiento marítimo

Desde el punto de vista náutico de una operación *offshore*, sea de exploración sísmica, de construcción o de perforación, se requieren ciertos permisos y certificaciones expedidas por diferentes autoridades de aplicación.

Toda nave registrada con pabellón extranjero, es decir que no posea bandera argentina, no está autorizada a operar en las aguas territoriales de nuestro país. Para realizar tareas en el cabotaje argentino debe solicitar una autorización especial o excepción a la Ley de Cabotaje, ley que regula la navegación en la República Argentina ante la autoridad competente. Este documento es llamado comúnmente *flag waiver*. Dicha autorización requiere de procesos de comunicación con las entidades que nuclean a los armadores argentinos de modo tal de verificar la no existencia de embarcaciones con pabellón argentino capaces de realizar las tareas necesarias para llevar a cabo la operación y de similares características, de recopilación de legislación soporte de la operación, y de puesta a bordo de tripulación argentina cumpliendo así con las disposiciones vigentes, etc.

Los artefactos navales con diseños exclusivos para la actividad de petróleo y gas *offshore*, en su mayoría, poseen heliplataformas emplazadas en la misma nave. El helicóptero es el principal medio y el más seguro de transporte para las actividades regulares y en especial para responder a emergencias. Las disposiciones locales requieren que dichas heliplataformas sean habilitadas y reguladas por la Fuerza Aérea Argentina para su operatoria, mediante un proceso de presentación de información detallada del artefacto naval en cuestión, análisis y auditoría.

Existen otras declaraciones, certificaciones, controles y fiscalizaciones de los artefactos navales al momento de formalizar el ingreso o egreso a la República Argentina, que son realizados por la Prefectura Naval Argentina, la Dirección General de Aduanas y demás autoridades que controlan el ingreso y egreso de embarcaciones al país. En todos los casos, la documentación a presentar es extensa y requiere una minuciosa planificación. Manifiestos de carga, conocimientos de embarco, inventarios, certificaciones de naves expedidas por sociedades de clasificación, etc.

La operatoria portuaria es esencial para el eficiente de-

sarrollo de una operación. El abastecimiento de repuestos, materiales, equipos, reparaciones, víveres y personal es una tarea crítica ya sea realizada directamente a la nave que lo requiere o a través de un segundo o tercer buque de apoyo que asiste a la nave principal de la operación. En la actualidad no se concibe una operación portuaria que se extienda por más de 24 horas. Generalmente, los buques *offshore* no permanecen en puerto por más de 12 horas. Los altos costos de buques sísmicos, plataformas de perforación, buques multipropósito y buques de apoyo exigen máxima velocidad en las operaciones. La logística en estas operaciones es el concepto crítico. Se trabaja 24x7 en coordinación con las autoridades que fiscalizan las operaciones *in situ*.

La longitudinal extensión geográfica de nuestro país, presenta en la Patagonia extensas áreas adyacentes al mar con puertos de distintas magnitudes que las naves y buques utilizan en su navegación. Es necesario y recomendable abarcar estas áreas e intercomunicarlas con la tecnología disponible en la actualidad de modo tal de planificar, gestionar, administrar y archivar electrónicamente con eficiencia las fases y eslabones de las diversas operaciones.

Procurement

El desarrollo tecnológico acaecido durante el siglo pasado modificó significativamente la industria del petróleo y el gas permitiendo avanzar más y más sobre las "áreas de frontera" donde alguna vez fuera inimaginable operar. En una operación de exploración sísmica o en la construcción de un poliducto submarino o en el desarrollo de perforación de un área de explotación se utilizan materiales y equipos complejos y sofisticados. Técnicos y especialistas subcontratistas se suman al esfuerzo conjunto de estos emprendimientos. El volumen y las necesidades de la industria exigen una gestión eficiente de compras y contrataciones locales para abastecer las unidades navales o terrestres. Nuevamente el orden, la planificación, la gestión y la correcta finalización de cada subtarea son pilares fundamentales de las compras y entrega de materiales y de la contratación de servicios adicionales a cada operación. Es recomendable contar o desarrollar un sistema ERP como base para una fluida logística del abastecimiento.

Figura 1 (izq.). Carga de cables sísmicos a un buque de apoyo sísmico. Figura 2 (centro). Comienzo de la operación de desenrollado de cables a riel hidráulico a bordo del buque de apoyo. Figura 3 (der.). Enrollado de cables en el riel hidráulico a bordo. En altamar, estos cables serán traspasados al buque sísmico.





Figura 4. Foto panorámica que muestra un buque de apoyo sísmico antes de su partida a zona de operaciones. El alistamiento de este buque consistió en la carga de cables sísmicos al riel hidráulico, carga de rieles de repuesto para almacenar cables dañados. Provisiones almacenadas en contenedores para carga refrigerada y seca ubicados en la cubierta superior del buque. Equipamiento sísmico, repuestos, combustible y agua.

Los niveles de control y auditoría que las empresas multinacionales deben aprobar, como la ley Sarbanes-Oxley de 2002, exigen un poderoso motor de gestión.

La figura 5 muestra un gráfico con un circuito de compras estándar.

gías para lograr una gestión eficiente en el seguimiento de órdenes de compra, el almacenaje en origen, *cross docking*, preparación de pedidos, envíos internacionales aéreos y marítimos, gestiones aduaneras en el país importador –importaciones definitivas o temporarias– hasta su entrega domiciliaria final.

Logística de equipos, repuestos y materiales

Los equipos, repuestos y materiales pueden ser adquiridos en el exterior, generalmente los de mayor complejidad, donde la ciudad de Houston, Texas, es un *hub* tradicional. Asimismo, se adquieren localmente en los centros de alto consumo, como ser Buenos Aires, Mar del Plata, Bahía Blanca y Comodoro Rivadavia, para ser luego transportados a las áreas de operaciones. Las áreas de exploración y explotación de petróleo se encuentran, generalmente, en remotas regiones de nuestro país de difícil acceso.

La logística de equipos y materiales requiere ser estructurada entendiendo la complejidad de las operaciones *offshore* y utilizando las mejores y más actuales tecnolo-

Provisión de personal especializado

De acuerdo con la ley de hidrocarburos, en una operación con artefactos extranjeros se debe respetar un porcentaje de personal petrolero local a bordo de una plataforma de perforación o barcaza de construcción, permitiendo que los capataces, supervisores y/o gerentes puedan ser extranjeros. El mencionado porcentaje debe ser de un 75% y 25% respectivamente.

A partir del decreto 1010 de agosto de 2004, que regula la actividad marítima en nuestro país, las embarcaciones de bandera extranjera que operan en la República Argentina deben estar íntegramente tripuladas por argentinos como requisito para que se les otorgue la autorización o excepción a la ley de cabotaje.

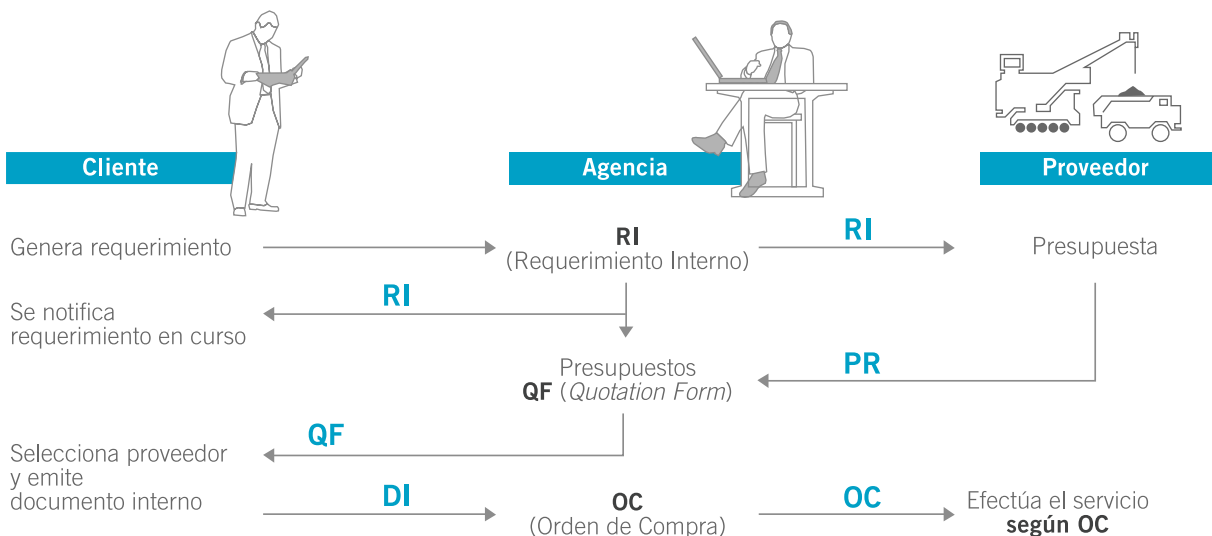


Figura 5.

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



ISO: 9001:2000

En ambos casos, los procesos de reclutamiento y selección son cruciales ya que los requerimientos son exigentes en cuanto a las aptitudes técnicas como de adaptación a medios nuevos y a equipos de trabajo. La interacción entre el personal argentino y el extranjero es un proceso que demora no menos de unas semanas. Esta curva de aprendizaje se experimenta en cada operación.

Cabe destacar el apoyo que se requiere de las asociaciones gremiales que intervienen en las operaciones, el cual ha sido, según nuestra experiencia, fundamental y valioso.

Es recomendable asimismo el apoyo de la tecnología, como ser un sistema integrado de recursos humanos para la administración de datos de personal, impresión de legajos (interfaz a Microsoft Word), administración de entrevistas que incluyan puntaje y evaluación según criterios, administración de historia laboral, capacitación e idiomas.

Asistencia a personal

La administración de los recursos humanos cumple un papel preponderante en las complejas operaciones *offshore*. La coordinación de viajes y estadías, y la asistencia al personal durante viajes son tareas donde no puede dejarse de lado detalle alguno.

La actividad petrolera requiere y demanda procedimientos de calidad. El compromiso con la seguridad de los "transportados" debe ser total. Sistemas de gestión de calidad como los expuestos en las normas ISO 9001:2000, y el cumplimiento de las normas de seguridad que la industria requiere y su diario control son un claro ejemplo.

Arribar a aeropuertos o ciudades desconocidas es siempre un momento de tensión y preocupación; ésta es una sensación que cualquier persona que ha viajado o viaja ha experimentado en alguna ocasión. Diferencias de lenguaje y de culturas, cambios de horarios y diferencias horarias abruptas (*jet lag*) son algunos factores que causan los mencionados síntomas. El viajero busca rápida asistencia, un servicio que lo contenga y que le brinde la seguridad de saber que desde el momento en que se reúna con su agente no tendrá otra preocupación que entregar la documentación que le sea requerida para que una persona local experta le resuelva sus problemas y lo transporte a su lugar de destino.

Proveer toda la información que los "viajeros" requieren es crucial; nuevamente, un sistema ERP para el seguimiento o *tracking* de las operaciones es ideal. El sistema se alimenta con toda la información que se necesita para proveer al pasajero en el cual se detalla el itinerario completo, indicando fechas, horas, números de vuelo, aerolínea, aeropuertos, hoteles y toda documentación pertinente al proyecto u operación. ■



NATE S.A.

Navegación y Tecnología Marítima

OFFSHORE SERVICES

Uniendo la tierra y el mar.
Joining the sea and the land.



Boyd

25 de Mayo 555 / Piso 8 / C1002ABK Buenos Aires / Argentina Tel./Fax (54-11) 4317-8422 Fax (54-11) 4313-8983
remolcadoresyoffshore@antaresnav.com.ar www.antaresnaviera.com



WÄRTSILÄ® es un registro de 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





La logística *offshore* de Total Austral



En una entrevista exclusiva para *Petrotecnia*, Christophe Amadei, director de Operaciones de Total Austral, informa acerca de las actividades de la empresa en materia de *offshore* en nuestro país y explica las principales actividades llevadas a cabo en este sentido. Total Austral es filial de Total S.A., la primera empresa francesa y el cuarto grupo de energía a nivel mundial (en términos de capitalización bursátil al 31 de diciembre de 2007), con operaciones en más de 130 países en los cinco continentes.

Históricamente, Total Austral inició sus actividades en la Argentina en 1978, al suscribir un contrato de exploración costa afuera en la zona de Tierra del Fuego, en una superficie que superaba los 10.000 kilómetros cuadrados; en 1981 encontró hidrocarburos en Ara, a 9 kilómetros de la costa y a más de 1500 metros de profundidad bajo el lecho marino, frente al Cabo Espíritu Santo. Cinco años después, la empresa ya había perforado más de 45 pozos de exploración y desarrollo con un porcentaje de éxito mayor al 80%, incorporando nuevas reservas. En 1989, luego de un arduo trabajo de desarrollo, logró poner en producción Hydra, el primer yacimiento costa afuera de la Argentina y el más austral del mundo. Luego le seguirían Kaus, Argo, Carina y Aries. En febrero de 1994, extendió sus operaciones a dos áreas ubicadas en la provincia del Neuquén: San Roque y Aguada Pichana. Actualmente desarrolla una intensa actividad de exploración y producción y apuesta por un proyecto estratégico y de largo plazo, capaz de brindar energía duradera al país. Después de estos treinta años de trabajo, Total Austral consolidó su actividad y alcanzó récords en la producción de hidrocarburos, ubicándose como segundo operador de gas de la Argentina, con más del 25% de la producción del país.

¿Cuál es la operación más compleja de Total en nuestro país?

Antes que nada, quiero aclarar que no hay actividades simples. En nuestra industria, ya sea en *onshore* u *offshore*, gas o petróleo, cada operación tiene su nivel de dificultad por el simple hecho de trabajar con materias primas peligrosas. A veces la complejidad es aún mayor, como en el caso de los pozos de alta presión y alta temperatura, características a las que nos acercamos, por ejemplo, en el yacimiento de Rincón Chico (Neuquén) con más de 400 atm. (ó 400 Kg/cm²) en boca de pozo y más de 120° de temperatura en el reservorio.

Otra dificultad puede provenir del lugar donde se deben realizar los trabajos: no es igual operar en *onshore* que en *offshore*. Cuando el yacimiento se encuentra a varios kilómetros de la costa, llegar al mismo requiere instalaciones especiales, como plataformas o instalaciones flotantes. Normalmente un desarrollo *offshore* puede asociarse con un desarrollo *onshore* para el tratamiento de la producción y evitar así construir grandes instalaciones en el mar. En cuanto a la perforación de pozos ocurre lo mismo: en un yacimiento situado en tierra pueden perforarse pozos en forma vertical exactamente en el lugar donde queremos producir. En *offshore* no podemos tener una plataforma cada trescientos metros, por lo que debe preverse una arquitectura especial de pozos: desviados, horizontales. Por otro lado, realizar trabajos *offshore* en el Golfo de Guinea no es lo mismo que en el Mar del Norte o en Tierra del Fuego.

¿Qué comparación puede establecerse entre esta operación offshore en Tierra del Fuego con otras que también realiza el Grupo Total?

Preferiría no comparar, ya que cada proyecto es único. Nuestra actividad es muy intensa y amplia, pero realizamos un prototipo distinto para cada ocasión: no podemos hacer un "copy-paste" de un yacimiento a otro, ya que las condiciones de cada lugar son únicas. Sin embargo, Total Austral no sólo tiene las plataformas: también tiene los pozos submarinos, lo que representa una compleji-

dad adicional, como mencioné antes. Las plataformas y los pozos que tenemos como operador –en el consorcio Cuenca Marina Austral 1, que integramos junto con Pan American Energy y Wintershall– son los más australes del mundo, y los dos pozos submarinos –Argo 1 y 2– son únicos en el país.

En líneas generales, ¿cómo describiría la logística que se necesita en Tierra del Fuego para abastecer todas las operaciones?

Voy a responder en dos partes. Primero hablaría del alcance de los trabajos que hacemos asociado con la actividad *offshore*: plataformas y pozos. Luego hablaré de los medios que utilizamos para ello.

Con respecto a las instalaciones *offshore*, contamos con cuatro plataformas de producción frente a la costa de Tierra del Fuego –Hydra Norte, Hydra Centro, Carina y Aries– y dos pozos submarinos, más una monoboya de carga que se utiliza para cargar los buques tanque que transportan el crudo de la isla hacia refinerías en otras partes del país o en el extranjero. Efectuamos tareas de mantenimiento e inspección en las plataformas para asegurarnos que los pozos produzcan con la máxima eficiencia, trasladando personal cuando hace falta, ya que nuestras plataformas no están habitadas. Existe la posibilidad de pasar una noche o de realizar el seguimiento de algún trabajo puntual, pero no hay habitantes permanentes en las plataformas. Cabe aclarar que el mantenimiento de las instalaciones se efectúa tanto en superficie como a nivel submarino, a profundidades limitadas como las actividades relativas a la monoboya de carga pero también con buzos de saturación para las tareas de mantenimiento de pozos submarinos y la red de *flowlines*, la que se utiliza para el transporte de gas o petróleo proveniente de las plataformas (220 km, con diámetro de 3 a 24" y a una profundidad de agua de hasta 100 metros).

De las cuatro plataformas, en las dos de Hydra se produce petróleo con el sistema de *gas lift* para mejorar la recuperación de la producción. Las otras dos, Carina y Aries, son plataformas de gas y fueron puestas en producción recientemente. Actualmente, por una cuestión de limitación en la capacidad de transporte desde la isla de Tierra del Fuego al continente, no se prevé producir lo que teníamos pensado, por lo que una de ellas, Carina, está cerrada: para aislar a una plataforma de la otra contamos, a nivel de la red sub-





marina, con válvulas que pueden cerrarse o abrirse cuando sea necesario, y para ello se requiere la intervención de buzos de saturación. En resumen, tenemos transporte de personal, de material, asistencia al cargamento de los buques tanque y la actividad de buceo.

Justamente, el buceo nos lleva a la segunda parte de la respuesta: los medios. Contamos con dos medios principales: helicópteros y barcos. Tenemos dos helicópteros con base en Río Cullen, una de nuestras dos plantas de tratamiento en Tierra del Fuego, que se instaló originalmente para tratar el crudo procedente de Hidra y de los pozos submarinos de Argo. La otra planta es Cañadón Alfa, donde se realiza el tratamiento de gas. Los helicópteros permiten asegurar que la producción no se detenga –al menos no por largo tiempo– y se usan principalmente para el transporte de personal, aunque a veces llevan materiales livianos o equipos. El otro medio son los barcos: uno es de asistencia y cubre los servicios mínimos necesarios como el remolque de los buques tanque y el transporte de material, estando también preparado para tareas vinculadas a la seguridad de las operaciones tales como rescate en alta mar y lucha contra incendio. La carga de materiales se hace en Punta Quilla, en Puerto Santa Cruz y desde allí se envían los barcos a las plataformas. El otro barco es más grande y puede realizar las mismas tareas pero con mayor eficiencia y potencia, y además cuenta con equipos de buceo de aire y a profundidad, robot submarino (ROV) de última tecnología, grúa de 50 toneladas, helideck y sistema de posicionamiento dinámico. Este último es muy importante ya que le permite al barco mantener una posición estable, únicamente con la propulsión de las hélices, lo que permite bucear en forma segura y rápida.

¿Cómo definiría los objetivos del servicio de logística?

En forma resumida, podría decir que los objetivos son asegurar el servicio de transporte de personal y materiales, además de los trabajos submarinos que se requieran, siempre en el marco de respeto de las normas de seguridad y de protección del medio ambiente. Esto para nosotros es fundamental. Es sumamente importante desarrollar nuestra actividad *offshore* sin provocar impacto en el medio ambiente o en la seguridad de las personas. Tanto en barcos como en helicópteros contamos con medios de intervención adicionales por si una persona cae al agua, de modo que podamos

rescatarla con rapidez y control de la contaminación. De esta forma, nuestro objetivo es prestar este servicio con un alto nivel de eficiencia y de seguridad y minimizando las pérdidas de producción. En especial la de gas durante el invierno, cuando la demanda en la Argentina es muy alta.

¿Cuáles son sus principales desafíos para el bienio 2009-2011 en el aspecto logístico?

Los barcos y los helicópteros tienen un costo alto. Comparativamente, hay un impacto importante sobre los costos operativos de la actividad *offshore* con respecto a *onshore*. Ya sabemos que el escenario para 2009 no será fácil. El 2010 también podría ser un año complicado, por lo que buscamos optimizar los medios utilizados para asegurar el desarrollo óptimo de los recursos. Siempre buscamos el mejor servicio al mejor precio. En 2009 continuaremos con dos líneas de trabajo: la primera incluye a los contratistas y contempla mejorar los productos y servicios –algo que en parte ya se hizo, al redimensionar los medios que usamos–, y los costos. En el futuro tendremos helicópteros más modernos, con capacidad de carga algo inferior pero con costos también inferiores. La segunda línea de trabajo consiste en buscar sinergias con otros operadores presentes en la zona para compartir medios y poder mantener las estructuras actuales.

¿Se han incrementado los costos relativos a la logística en los últimos años? ¿En qué apartados? Con la crisis y la baja del crudo, ¿se registró alguna baja?

En la Argentina los valores subieron mucho si los comparamos con los que regían hace cinco años. Como suele suceder en este tipo de contratos, hay una parte relativa a equipos y otra, al personal: esta última subió bastante más que la primera. Con la baja en el precio del crudo y los actuales precios del gas tenemos un techo que está en descenso y un piso que sube. Estamos en un punto en que debemos optimizar y eficientizar los servicios.

¿Cuántas personas de Total integran los equipos de logística, y cuántos son contratistas?

Se podría establecer una comparación entre las actividades de logística y perforación: ambas son disciplinas técnicas muy especializadas, y las empresas petroleras como Total, con equipos propios, son muy pocas por una cuestión simple: si el equipo no se adapta al tipo de



Olivero y Rodríguez Electricidad SAICFI



**CALIDAD
CERTIFICADA**



Guardia Nacional 82 (1408) Buenos Aires Argentina
Tel.: (5411) 4682-3502/0998/0861 Fax: (5411) 4683-8090
E-mail: ventas@olivero.com.ar

www.olivero.com.ar



actividad, debe buscarse un lugar para instalar el equipo o comprar otro... Por eso se contratan empresas que prestan el servicio. Lo mismo ocurre con el sector de logística: nuestros barcos y helicópteros son contratados.

¿Cómo es la relación entre la gente de logística de Total en Buenos Aires y el distrito de Tierra del Fuego? ¿Cómo se articulan?

Sin dudas, el corazón de la actividad está en el campo –donde se producen los hidrocarburos– y Buenos Aires funciona como soporte de los distritos. Los empleados que trabajan en el día a día con barcos y helicópteros, organizan y planifican rutas, y tienen su base en Río Cullen. En Buenos Aires contamos con el departamento de Logística, que brinda soporte a la actividad y se ocupa de la planificación a largo plazo y de la parte administrativa: contratos, negociaciones con los contratistas y asegurarse de que seamos provistos de un servicio de calidad.

¿Cuáles son las políticas de seguridad de la filial en relación con la logística? ¿Hay estadísticas disponibles que se refieran a la seguridad?

Seguimos muy de cerca todas y cada una de nuestras actividades: explotación, proyectos, perforación, logística... Cada actividad tiene sus especificidades. Por eso intentamos mejorar en todos los sectores las condiciones de trabajo, para reducir el nivel de riesgos y el impacto sobre las personas y el medio ambiente. Estamos orgullosos de los resultados en materia de seguridad, ya que obtuvimos señales de mejoras significativas. En cuanto a los helicópteros no se registran accidentes –ni siquiera incidentes de alto potencial– desde hace años, y tampoco hubo impacto sobre el medio ambiente. Con respecto a los barcos, hace años que en la actividad de superficie no hay incidentes ni se registra contaminación ambiental, lo cual constituye un éxito porque las operaciones en el Mar Austral son complicadas. En la actividad submarina tampoco hubo accidentes mayores: tenemos buzos profesionales que hacen un gran trabajo en materia de prevención de riesgos. Sin embargo, desde hace 18 meses seguimos trabajando en la concientización tanto de buzos como tripulantes, para evitar incidentes menores que puedan producirse al momento de trabajar y también fuera del lugar de trabajo. Con respecto al transporte en camiones y camionetas, existe un punto fundamental: la Argentina es un país muy extenso. Hay

casi 2800 kilómetros entre Buenos Aires y Río Cullen: ¡la misma distancia que existe entre París y Moscú! Por eso, y por falta de un servicio marítimo regular, una importante cantidad de equipos o materiales se traslada por tierra, y la seguridad vial se convierte en un tema prioritario para nosotros. Para cerrar, me gustaría destacar que en la actividad *offshore* es clave la anticipación y la planificación al más alto nivel, mucho más que en lo relativo a *onshore*. Sin dudas, no se pueden desarrollar actividades *offshore* sin una logística especializada. ■

Cifras de logística

- Cantidad de buceos desde 2001 hasta 2008: 1.509 buceos de aire, 864 buceos de saturación y 418 intervenciones con robot submarino (ROV).
- 4.110 días sin accidentes con tiempo perdido (LTI) en la Base de Punta Quilla a diciembre de 2008.
- Durante el año 2008 se atendieron 18 buques tanque.
- Durante 2008 se hicieron 1.723 vuelos en 3.666 segmentos en 777 horas. Se transportaron 8.358 pasajeros, 130.488 kg como carga interna y 316 cargas externas. Sólo por 12 días no se voló.
- Transportes a larga distancia (camión completo, 20 tn) durante el año 2008:
 - Buenos Aires – TDF: 51 camiones.
 - Buenos Aires – Punta Quilla: 18 camiones.
 - TDF – Buenos Aires: 8 camiones.
 - Punta Quilla – Buenos Aires: 8 camiones.

Christophe Amadei es ingeniero, egresado de l'ENSAM –École Nationale Supérieure d'Arts et Métiers–, con formación generalista y Master en Administración de Empresas (DESS- CAAE/I.A.E.). Sus inicios laborales en el campo de las obras públicas lo llevaron a trabajar en plantas petroleras de África. De allí pasó al Grupo Total en 1991 y desarrolló su carrera en Exploración & Producción, en Francia (1991/96), Escocia (1996/99), Congo (1999/2002) y Nigeria (2002/05). Su último puesto antes de venir a la Argentina fue en el sector de Investigación y Desarrollo, en el centro científico de Pau, Francia (2005/07). El 26 de julio de 2007 llegó a Buenos Aires para asumir como director de Operaciones de Total Austral.

Foto: Plataforma Ocean Scepter, Comodoro Rivadavia, Argentina

SOMOS ESPECIALISTAS EN OFF-SHORE

SOMOS PARTE DE ESTE DESAFÍO
EN ARGENTINA

AGRADECEMOS A QUIENES
CONFÍAN EN NOSOTROS

Nosotros pertenecemos a la industria de la energía, por eso conocemos la importancia estratégica de mantener sus operaciones de manera continua, segura, confiable, eficiente, y en perfecto equilibrio socioambiental.

Nuestro equipo de profesionales tiene la capacidad y la experiencia que ud requiere para agregar valor a su negocio, gerenciando los riesgos de HSE, y brindando todo el soporte necesario para minimizar los riesgos de accidentes, los impactos de las actividades en el entorno y preservar la salud de los trabajadores.

Asumimos un serio compromiso brindando productos y servicios de muy alta calidad, basados en ideas innovadoras y soluciones inteligentes que le permitirán optimizar la efectividad de su gestión en HSE, con un fuerte impacto positivo sobre su operación, su productividad y su negocio.

Ingrese al mundo de soluciones de QHSE

QHSE Energy Services
actualmente brinda servicios en
Argentina, Perú y Venezuela

www.energyqhse.com
info@energyqhse.com



Parte 2

El flujo de calor en la Cuenca Neuquina

Trabajo ganador del Premio del Simposio “La geofísica como integradora del conocimiento del subsuelo”, CONEXPLO 2008

Por **Mario E. Sigismondi**
Petrobras Energía S.A., Neuquén

Victor A. Ramos
Facultad de Ciencias Exactas y Naturales,
Universidad de Buenos Aires

Tercer paso: Obtención del flujo de calor

Definición

El flujo de calor se puede definir como la transferencia de calor desde el interior de la Tierra hacia la superficie, y es el principal agente que controla procesos geológicos a escala cortical. La mayor fuente del calor interno de la tierra está dada por el decaimiento de los elementos radiactivos en la corteza y el manto superior: un 70% del flujo de calor continental está generado dentro de los primeros 10-20 km de la corteza; mientras que un 96% del flujo de calor de los océanos está originado desde debajo de la corteza oceánica (Kearey y Vine, 1990). Por tanto, el flujo de calor es inversamente proporcional a la edad de una unidad geológica o a la edad de la corteza oceánica (Sclater *et al.*, 1980; Condie, 1989). Dentro de una cuenca sedimentaria, los patrones de densidad de flujo de calor reflejan diferencias regionales en la radiactividad de la corteza, distribución de fallas y actividad hidrotermal (Cermak,

1983). El conocimiento del campo de temperaturas del subsuelo es fundamental para el entendimiento del origen y la evolución de las cuencas sedimentarias, la generación de hidrocarburos, los depósitos minerales y la ocurrencia de terremotos y vulcanismo (Nielsen, 1986). La cuantificación del flujo de calor ha sido realizada por medio de la combinación de datos de conductividad y gradiente térmico. Matemáticamente, el flujo de calor se puede definir como el calor Q_z (mWm^{-2}) que fluye a través de un material si tiene un gradiente de temperatura ∇T ($^{\circ}C/km$) y conductividad dada ($W/m^{\circ}K$). El flujo de calor a una determinada profundidad z (Q_z) es el producto de dos valores, como vimos en la ecuación 12, que se vuelve a escribir ahora:

$$Q_z = \lambda z * \nabla T = \lambda z * (\partial T / \partial z) z * k \quad (14 \equiv 12)$$

siendo,

Q_z : flujo de calor a una profundidad (z), λz : conductividad térmica a una determinada profundidad (z), $\nabla T = (\partial T / \partial z) z * k$: gradiente térmico vertical a una profundidad (z).

El promedio del flujo de calor sobre un intervalo ($z, z-1$) es el producto del promedio del gradiente por el promedio de conductividad en el mismo intervalo $z, z-1$.

$$Q_{z, z-1} = \lambda_{z, z-1} * (\partial T / \partial z)_{z, z-1} \quad (15)$$

La expresión del flujo de calor en condiciones de equilibrio está determinada por la siguiente ecuación:

$$\lambda Q_0 = Q_z = \int_z A(z) dz = \lambda_z * (\partial T / \partial z)_z + \int_z A(z) dz \quad (16)$$

siendo,

λQ_0 : flujo de calor en la superficie,
 Q_z : flujo de calor a una profundidad (z), λz : conductividad térmica a una profundidad (z), $(\partial T / \partial z)_z$: gradiente térmico a una profundidad (z),
 $\int_z A(z) dz$: generación de calor volumétrico entre la profundidad (z) y la superficie.

Metodología

En los párrafos anteriores se analizaron los dos componentes a partir

de los cuales es posible derivar los valores del flujo de calor: gradiente y conductividad térmicas. Debido a que no se dispone de información de generación de calor volumétrico, se asume que las condiciones dentro de la columna sedimentaria son isótropas y estables, y el flujo de calor de superficie está determinado especialmente por el proveniente del manto superior y de los elementos radiogénicos de la corteza. Se ha recurrido al llamado "método del producto" para obtener el mapa de flujo de calor, usándose como entradas el gradiente geotérmico y las conductividades.

Limitaciones y correcciones de los datos de flujo de calor

La fidelidad de los valores del flujo de calor recae en la precisión de tres datos: las temperaturas de fondo de pozo corregidas, las temperaturas de superficie y las conductividades térmicas. Por tanto, es un procedimiento muy sensible a la calidad de los datos y los elementos más importantes a tener en cuenta pueden resumirse de la siguiente manera.

Influencia de los datos de entrada

Los factores que influyen en el cálculo erróneo del flujo de calor pueden deberse a: incorrecciones de temperaturas que conducirán a errores en los gradientes; asumir que el gradiente es constante en un intervalo que tenga contrastes de conductividad térmica; errores en las estimaciones de las conductividades térmicas. Las inconsistencias en la estimación final del flujo estarán reflejadas por la dispersión de puntos en el gráfico temperatura-profundidad (Keyszig, 1983).

Influencia de las condiciones del medio

Las condiciones del medio que se aparten de alguno de estos requisitos: estado de equilibrio térmico, conductividades puras, flujo de calor vertical y no influencia de la producción o generación de calor, pueden dar como resultado una imagen del flujo de calor del subsuelo no acorde con la realidad.

Influencia de la compactación y porosidad

Si las compactaciones de los sedimentos están subestimadas, la porosidad será mayor a su valor real, y por tanto la conductividad modelada será menor que la verdadera. La magnitud en el porcentaje de error en el flujo de calor es aproximadamente la misma que el porcentaje inicial de error en la porosidad: a mayor porosidad inicial el flujo de calor modelado tenderá a ser menor y viceversa (figura 9, en el número anterior de *Petrotecnica*, 1/2009, página 78). Si el efecto de la compactación es insignificante, la explicación más probable para la observación de un aumento en el flujo de calor con la profundidad es la generación de calor más elevada, y ello se da en los materiales con componentes radiogénicos más abundantes, como es el caso del basamento.

Influencia de las tasas de sedimentación y erosión

Para tasas de sedimentación del orden de 10^{-5} a 10^{-6} m/año, el efecto en el flujo de calor en superficie es insignificante, pero cuando alcanza valores mayores a 10^{-4} m/año, aparecen efectos visibles en el flujo de calor cercano a la superficie. Las tasas elevadas de sedimentación sólo se dan en ambientes geológicos restringidos (turbidíticos, por ejemplo). Por ejemplo, con una tasa de sedimentación del orden de 5×10^{-4} m/año, en un millón de años, con una difusividad termal k del orden de 8×10^{-7} m²/s, el efecto en el flujo de calor superficial sería una reducción de éste del orden del 10%. Los efectos de la erosión son opuestos a los efectos producidos por la sedimentación: provocan un movimiento relativo de los sedimentos hacia arriba referidos a un punto en la superficie. El flujo de calor en superficie aumentará en proporción al tiempo y a la tasa de erosión que esté en juego en el sistema. En la Cuenca Neuquina, la relación entre el flujo de calor y los ambientes de sedimentación no han sido analizados puntualmente en este trabajo.

Influencia de la introducción o remoción de calor del sistema

Los cambios abruptos en la componente vertical del flujo de calor a

una determinada profundidad, indican la introducción o la remoción de calor del sistema. Las causas más comunes por las cuales el medio podría perder su equilibrio liberando o adquiriendo calor son: migración de fluidos calientes, refracción de calor, procesos metamórficos o diagenéticos y volcanismo. El calor generado dentro de una unidad debe fluir a las unidades adyacentes y el efecto conjunto será que el flujo de calor aumentará en todas las capas sobre la zona de generación de calor.

Influencia de fluidos calientes

Bruce *et al.* (1996) demostraron cómo en un período de tiempo geológico relativamente corto (del orden de un millón de años), un fluido caliente puede tener un efecto significativo en la historia termal de las formaciones relacionadas con las potenciales rocas madres, contribuyendo a las condiciones apropiadas para la generación de hidrocarburos. Incluso aun en el caso de que se restableciera el equilibrio termal, quedará un efecto residual de más largo plazo que servirá para la madurez termal de la materia orgánica. Éste sería el caso de la región aledaña al volcán Auca Mahuida, con una elevada anomalía de flujo de calor actual relacionada con el evento volcánico, y que impacta directamente en la generación adicional de calor en el Terciario tardío sobre la roca generadora de la Formación Vaca Muerta (Pángaro *et al.*, 2007). El calor sobrepuesto al flujo de fondo regional ejerce un efecto mecánico de alcance temporal y espacial significativo, modificando las condiciones reológicas de la corteza, somerizando las transiciones frágiles-dúctiles, lo que a su vez facilitará los fenómenos de deformación por compresión, en sectores alejados del frente orogénico. En la figura 11 se visualiza el fenómeno.

Influencia del flujo de calor no vertical

El calor no fluye sólo verticalmente en la Tierra. De hecho, éste sería el caso de capas planas horizontales entre límites superiores e inferiores horizontales también, en el que no hubiera variaciones laterales de temperatura. Sin embargo, discordancias, interfaces con variaciones laterales de temperatura y/o de conductividad termal darán

origen a distorsiones del flujo de calor provenientes de la vertical. Estas condiciones se dan en un gran número de situaciones reales en el caso de estudio de la Cuenca Neuquina, son de particular importancia en el ámbito tectónico de la zona de la faja plegada, al oeste y norte de la cuenca. El modelado del flujo de calor no vertical es importante para determinar bajo qué condiciones un sistema que distorsiona el flujo vertical afecta al sistema en su conjunto. Se examina uno de los factores principales que provocan que el flujo de calor no permanezca vertical como esperamos: el relieve del basamento. Los modelos numéricos son la mejor forma de investigar el patrón del flujo de calor, pues sólo en casos ideales existen soluciones analíticas del problema.

Influencia del relieve del basamento: refracción térmica

El calor es una forma de energía, y cuando fluye, sigue un patrón físico de distribución por los lugares de menor resistencia a través de las regiones de mayor conductividad termal. Como las rocas del basamento presentan una conductividad relativa mayor con respecto a la cubierta sedimentaria, el calor es refractado desde las regiones de mayor espesor sedimentario y llevado a las áreas de cobertura más delgadas. Esto significa

que es preponderante la influencia de la geometría del basamento de la cuenca. Si bien una solución exacta para este fenómeno conocido como “refracción térmica del basamento” es casi imposible, se han desarrollado aproximaciones geométricas que simulan situaciones reales que se verán a continuación en la etapa de modelado, y que es clave para la interpretación.

Confección del mapa de flujo de calor

Con la construcción de las grillas de gradiente geotérmico y conductividad térmica, se obtuvo el mapa de flujo de calor de la Cuenca Neuquina por el método del producto de grillas:

- (1) – Obtención de la grilla gradiente geotérmico ($^{\circ}\text{C}/\text{km}$).
- (2) – Obtención de la grilla de conductividad térmica ($\text{W}/\text{m}^{\circ}\text{K}$).
- (3) – Obtención de la grilla producto: grilla (1) x grilla (2) equivalente al flujo de calor (mW/m^2).

Modelado del flujo de calor en la Cuenca Neuquina

Fenómeno de “refracción térmica” debido al relieve del basamento

En su investigación del fenómeno conocido como “refracción térmica”,

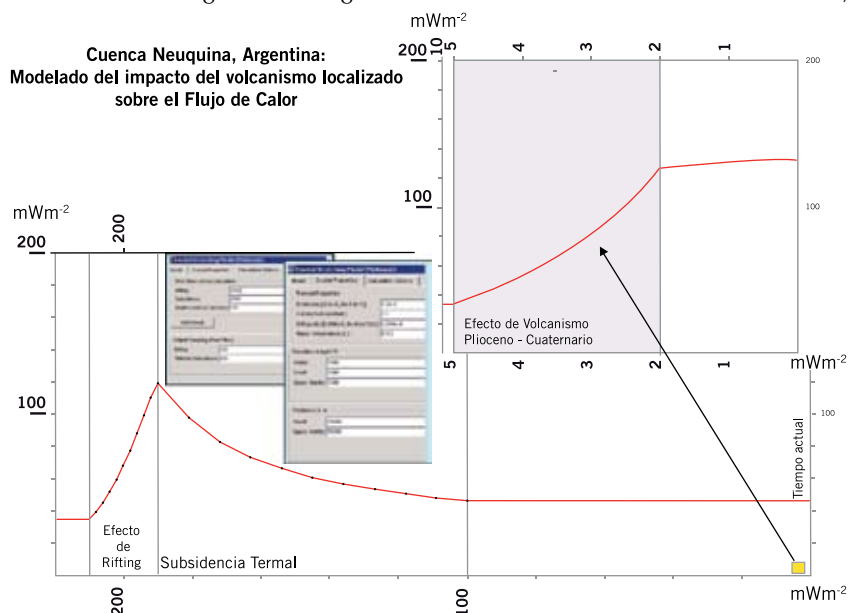


Figura 11. Ejemplo de generación adicional de calor por volcanismo en la región de Auca Mahuida y zonas de influencia. Relación flujo de calor-tiempo geológico, mostrando “pico de calor” por volcanismo reciente (arriba a la derecha) que alcanza valores del orden de 134 mW/m^2 , que está de acuerdo con las observaciones desde datos de gradiente y conductividad de este trabajo. Comparar con los montos de flujo actual sin adición de calor (abajo) del orden de 47 mW/m^2 .

Construimos futuro

La capacitación de nuestra gente, la búsqueda de la mejora continua y la voluntad de acompañar a nuestros clientes, nos motivan a participar en el desarrollo de la industria.

Obras industriales
Construcción de ductos
Minería
Obras viales

Servicios para la industria
del petróleo y el gas
Ingeniería
Obras cívicas



CONTRERAS

www.contreras.com.ar

Bullard, Maxwell y Revelle (1956) consideraron el problema a través de un modelo de una serie sinusoidal de lóbulos paralelos entre sí, cubiertos por sedimentos. Cuando la relación entre la amplitud (2L) y la longitud de onda (w) es pequeña, el flujo de calor adicional de la cresta respecto del valle se puede escribir por la aproximación δQ :

$$\delta Q/Q = 2L\pi(\lambda_b - \lambda_s)/w\lambda_s \quad (17)$$

donde: Q es el flujo de calor promedio, y λ_b y λ_s son las conductividades termales de las rocas subyacentes y los sedimentos, respectivamente. La clave del trabajo es la elección de la forma geométrica del modelo de basamento que se aproxime mejor a los datos reales.

Para el caso de estudio de la Cuenca Neuquina, se confeccionó un mapa de espesor de la serie Kimmeridgiano y Oxfordiano desde datos de perforaciones. En función de estos resultados, se adoptó para toda la cuenca un modelo de basamento de tipo de elipsoide biaxial cubierto por sedimentos, siguiendo el criterio de Von Herzen y Uyeda (1963). Se orientaron el eje mayor (2A) norte-sur, y el eje menor (2B) oeste-este, con un contraste marcado de conductividad termal entre el basamento, λ_b , y el relleno sedimentario, λ_s . La profundidad de la cuenca está dada por z. Se asume que el flujo de calor en superficie, QG, tiene un radio constante con respecto al flujo de calor de fondo (basamento), QB:

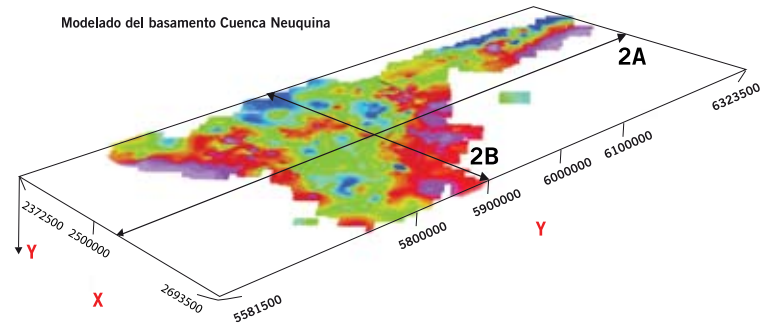


Figura 12.

$$Q_g/Q_b = (\lambda_s/\lambda_b)/(1 + \lambda_s/\lambda_b - 1)F \quad (18)$$

$$F = z A B \int_0^\infty dx / (x^2 - A^2 + z^2)^{3/2} (x^2 - A^2 + B^2)^{1/2} \quad (19)$$

La ecuación 19 se simplifica para determinados valores de z, A y B. Cuando $A = \infty$, el modelo es un valle infinito con una sección elíptica, y $F = B/(B + 1)$. Los valores mayores de Q_g/Q_b se obtienen cuando $m = n$, describiendo una cuenca circular.

Luego,

$$F = z B^2 / (B^2 - z^2) \cdot (-\pi / 2) + \arctan z / (B^2 - z^2) + (B^2 - z^2) / z \quad (20)$$

Para conocer la magnitud de este fenómeno y su impacto en la distribución del flujo de calor, en la etapa de modelado de la Cuenca Neuquina se le asigna: forma de elipsoide biaxial (figura 12: 350 km de ancho,

600 km de longitud y una profundidad máxima de 8 km); contraste de conductividad térmica entre los sedimentos (provenientes de la inversión de perfiles) y el basamento de $\lambda_s = 2,05 \text{ Wm}^{-1}$ a $\lambda_b = 4,2 \text{ Wm}^{-1}$ respectivamente; y de flujo de calor de fondo desde el basamento de 100 mWm^{-2} . Dados estos valores al modelo, se intenta contestar el interrogante: ¿cuál sería el flujo de calor en superficie en función de la geometría del basamento?

La figura 13 nos ilustra respecto a este fenómeno y su respuesta cuantitativa: por ejemplo, a 2000 m de espesor de cuenca, o tope del basamento, del flujo de calor de fondo de 100 mWm^{-2} quedan en superficie $78,42 \text{ mWm}^{-2}$. Es decir que, si se conoce la tasa de sedimentación, sería posible derivar la evolución del flujo de calor con el tiempo geológico. Desde el punto de vista de su área de cobertura, en el caso de la Cuenca Neuquina, en la figura 14 se puede apreciar que para el modelo de basamento biaxial

Cuenca Neuquina, Argentina
Efecto de Refracción de Flujo de Calor

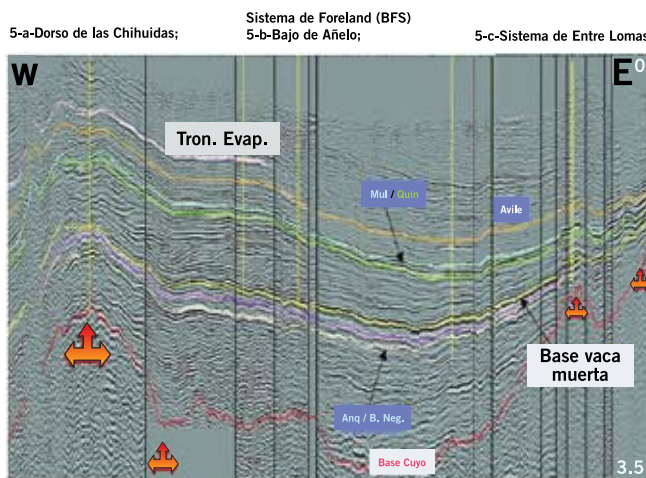
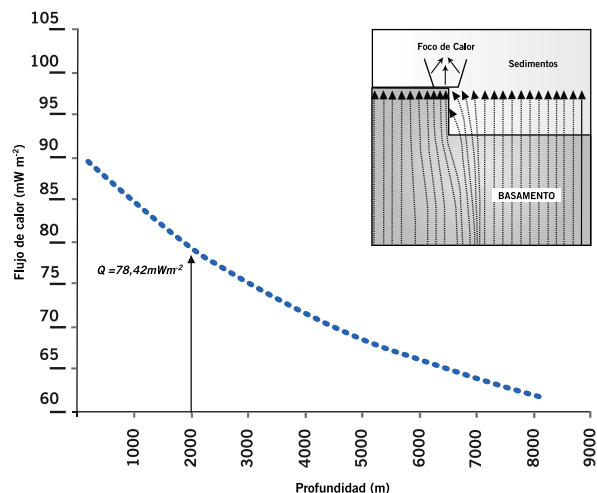


Figura 13

Cuenca Neuquina: Variación del flujo calórico para un modelo de elipsoide biaxial



COMUNICACION PERMANENTE RENTABILIDAD MAXIMIZADA

Comunicación, "ahí" donde usted la necesita



inmarsat

- **Acceso remoto:** conéctese a gran velocidad con la red de su compañía, para consultar información empresarial y de clientes.
- **Internet:** velocidades de hasta 384 kbps.
- **Correo electrónico:** envíe y reciba correo electrónico a través de Internet o aplicaciones dedicadas para este fin.
- **Telefonía:** efectúe llamadas telefónicas simultáneas con sus aplicaciones de datos.
- **Streaming:** seleccione calidad de servicio garantizada de hasta 64 kbps por demanda, por ejemplo, para video y audio.
- **Transferencia de archivos:** envíe y reciba archivos de gran tamaño.
- **Almacenamiento y reenvío:** guarde y envíe archivos, por ejemplo, de video.
- **Integrable:** el equipo es simple de integrar a soluciones de SCADA, telemetría, terminales de auto-consulta, bancas móviles, etc

Con Tesacom usted está comunicado siempre. Nuestras soluciones le permiten estar conectado de la forma más conveniente con los centros de gestión y producción de su negocio. Maximice su rentabilidad a través de nuestros servicios de voz, datos y mensajes de texto.

Para conocer más sobre nuestros productos y servicios comuníquese con el Centro de Atención a Clientes. Nuestros asesores lo están esperando.

TESACOM
comunicación sin límites

0810-444-4562 - clientes@tesacom.net - www.tesacom.net

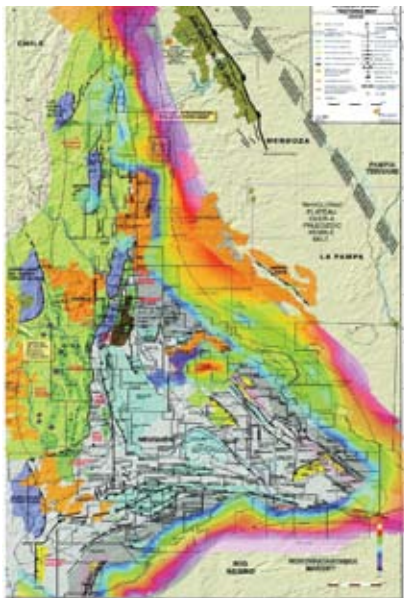


Figura 14. Modelado del efecto de refracción térmica del basamento y del vulcanismo localizado del complejo Ahuca Mahuida. Los colores fríos representan valores relativos menores. El rango de la variación combinado abarca desde 0 mWm^{-2} hasta 40 mWm^{-2} . La imagen de fondo ha sido tomada de Phoenix Oil and Gas (2001).

elegido, el fenómeno es aún más significativo que el vulcanismo localizado. Es muy interesante la similitud entre el dato observado de gradiente geotérmico (figura 6, en el número anterior de *Petrotecnica*, 1/2009, página 76) y el dato modelado (figura 14). A partir de una forma geométrica exacta, se logra aislar a uno de los contribuyentes del flujo de calor total, en este caso el relacionado con la geometría del basamento. Si bien la reproducción en un modelo de la forma exacta de la geometría de la cubeta sedimentaria es muy difícil, hay una gran coherencia entre el modelo y el mapa de gradiente geotérmico (figura 6, en *Petrotecnica* 1/2009, página 76). El borde oriental de la cuenca, de norte a sur tiene una anomalía positiva de gradiente que coincide con el modelo propuesto. Si bien es verdad que el modelo responde al flujo de calor y no al gradiente, la coherencia entre ambos sirve para entender la influencia del calor en los sistemas petroleros y en el comportamiento mecánico del sistema, en regiones alejadas del frente de la deformación. Una limitación que tiene el modelo es considerar al flujo de calor de fondo del basamento

como una constante en toda la cuenca, y la existencia de una reducción en el flujo de calor en los sedimentos; sin embargo, la sensibilidad de los parámetros indica que será más pronunciada para valores elevados de z/B (profundidad/anchura) y λ_b/λ_s (contraste de conductividad térmica).

Efecto de cobertura de los sedimentos

Los modelos usados para las predicciones de subsidencia tornan más complicados en la presencia de una carga sedimentaria de magnitud. Un modelo simple de dos capas (corteza y manto) asume que las propiedades térmicas de la corteza son relativamente homogéneas e isotrópicas, más allá de los mecanismos de extensión analizados.

Sin embargo, Zhang (1993) demostró que el efecto de cobertura de los sedimentos no debe ser ignorado cuando se modela el enfriamiento de la litosfera y la subsidencia después de extensión. La mayoría de los modelos de flujo de calor y subsidencia admiten que el límite de superficie está a temperatura constante y los sedimentos tienen una conductividad

efectiva infinita, pero los modelos que asumen que los sedimentos tienen una conductividad finita menor que la litosfera subyacente dan resultados que demuestran que el enfriamiento de *postrift* es mucho más lento cuando estamos en presencia de una cuenca sedimentaria, efecto conocido como cobertura "termal de los sedimentos" ("blanketing"). Este fenómeno es de gran importancia, pues aún después de grandes períodos de tiempo desde la extensión de la cuenca (del orden de 180 a 200 millones de años) puede persistir una significativa cantidad de calor residual dentro de la litosfera, donde los modelos sencillos predicen un equilibrio casi total.

A partir de estos conceptos, se modela la subsidencia en el caso de estudio de la Cuenca Neuquina, cimentados en los parámetros (ver figura 15) promedio para dos zonas de interés. El resultado de la subsidencia de *synrift* es mucho menor que la de los modelos predichos por McKenzie (1978) (modelo de cizalla pura instantánea). Los valores hallados arrojan una subsidencia para el modelo con cubierta sedimentaria, con una discrepancia máxima de 300 m, 363 m y 620 m y

Efecto de cobertura térmica de los sedimentos en la subsidencia isostática, cuenca Neuquina, Argentina

Dorso de los Chihuidos (DCh)

Parámetros de Cálculo

| | | |
|---|------|---------------------------------|
| espesor de litosfera, a : | 90 | km |
| espesor de corteza, T_1 : | 25 | km |
| temperatura la astenosfera, T_m : | 1250 | $^{\circ}\text{C}$ |
| temperatura de superficie, T_s : | 15 | $^{\circ}\text{C}$ |
| densidad del manto @ 0°C , ρ_m : | 3230 | Kg m^{-3} |
| densidad de la corteza @ 0°C , ρ_c : | 2800 | Kg m^{-3} |
| densidad promedio de los sedimentos ρ_s : | 2150 | Kg m^{-3} |
| expansión térmica de la litosfera, α : | 3.28 | $\text{E-05 } \text{K}^{-1}$ |
| conductividad térmica de la litosfera κ_m : | 4 | $\text{W m}^{-1} \text{K}^{-1}$ |
| conductividad térmica de sedimentos, B : | 2.05 | $\text{W m}^{-1} \text{K}^{-1}$ |
| flujo de calor de superficie, Q_r : | 2 | $\mu\text{W m}^{-2}$ |
| | 90 | mW m^{-2} |

Volcán Auca Mahuida (AMHFR)

Parámetros de Cálculo

| | | |
|---|------|---------------------------------|
| espesor de litosfera, a : | 90 | km |
| espesor de corteza, t_c : | 25 | km |
| temperatura la astenosfera, T_1 : | 1250 | $^{\circ}\text{C}$ |
| temperatura de superficie, T_s : | 15 | $^{\circ}\text{C}$ |
| densidad del manto @ 0°C , ρ_m : | 3230 | Kg m^{-3} |
| densidad de la corteza @ 0°C , ρ_c : | 2800 | Kg m^{-3} |
| densidad promedio de los sedimentos ρ_s : | 2150 | Kg m^{-3} |
| expansión térmica de la litosfera, α : | 3.28 | $\text{E-05 } \text{K}^{-1}$ |
| conductividad térmica de la litosfera κ_m : | 4 | $\text{W m}^{-1} \text{K}^{-1}$ |
| conductividad térmica de sedimentos, B : | 2.05 | $\text{W m}^{-1} \text{K}^{-1}$ |
| flujo de calor de superficie, Q_r : | 2 | $\mu\text{W m}^{-2}$ |
| | 90 | mW m^{-2} |

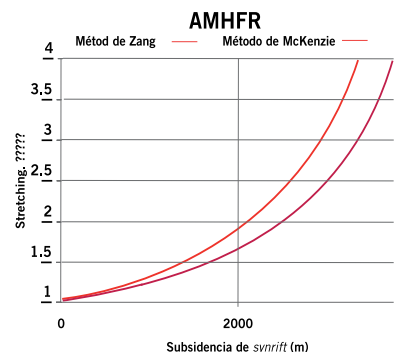
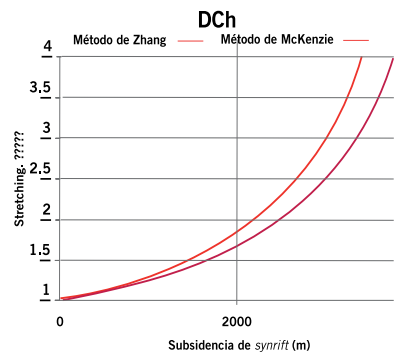


Figura 15. Efecto de la cobertura de sedimentos en la predicción de la subsidencia isostática usando los modelos de McKenzie (1978) o Zhang (1993) en ambientes diferentes



¿Cómo abastecer a un planeta ávido de energía sin dañarlo?

La respuesta Siemens: Suministro eficiente de energía.

Nuestras innovaciones generan y distribuyen la energía que necesitamos de manera eficiente y reducen drásticamente las emisiones de CO₂.
www.siemens.com/answers

Answers for the environment.

SIEMENS

Cuenca Neuquina: Flujo de calor anómalo en superficie por contracción de la litosfera

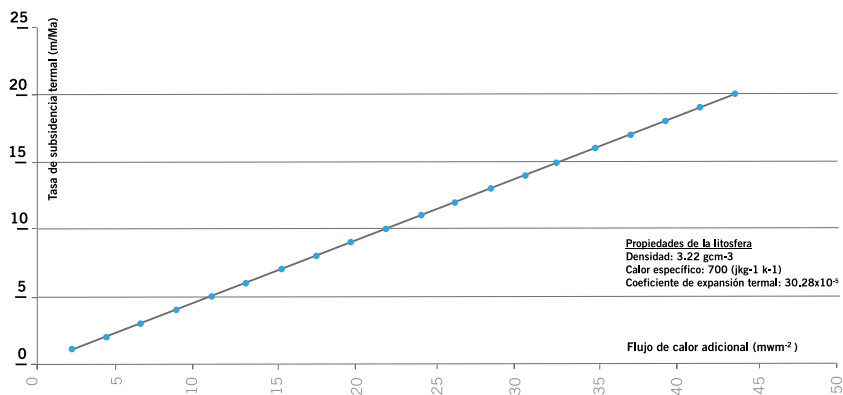


Figura 16. Relación entre el flujo de calor adicional y la subsidencia para un modelo de Cuenca Neuquina.

de 228 m, 303 m y 674 m para factores de adelgazamiento β de 1,5, 2 y 2,5, para el volcán Auca Mahuida y el Dorso de los Chihuidos respectivamente. Estos resultados indican una notable discrepancia que debería ser tenida en cuenta cuando se trabaja con modelos de historia térmica, respecto al efecto de aislamiento termal de la cobertura sedimentaria que reduce la subsidencia termal esperada (opuesta a la subsidencia isostática asociada a la extensión inicial). La otra consecuencia diferente entre los modelos de Zhang y McKenzie es que el flujo de calor puede permanecer elevado por períodos de tiempo más prolongados que los predichos originalmente. Estas diferencias se deberían confirmar a partir de datos de perforaciones y de sísmica.

Interpretación del flujo de calor

Un elemento clave para comprender la evolución tectónica de una cuenca sedimentaria es el entendimiento de la distribución y evolución del flujo de calor, cuyo control más importante es el flujo de calor actual. Los pasos anteriores han sido el camino necesario para llegar a la confección del mapa de flujo de calor de la Cuenca Neuquina, al cual es posible relacionar con los siguientes elementos geológicos:

Relación entre la subsidencia termal y el flujo de calor

La subsidencia termal es el resultado del enfriamiento y la contracción de la litosfera después de su estiramiento y

adelgazamiento inicial, y entonces, la interpretación del flujo de calor es una manera directa para el entendimiento de la subsidencia termal. El calor que se disipa por aquel enfriamiento y contracción es añadido a la base de la litosfera y causa un aumento del flujo de calor observado en superficie directamente proporcional a la tasa de subsidencia (figura 16). Si la base de la litosfera es modelada como un límite de flujo de calor constante (Mareschal, 1991) todo el calor perdido por la contracción de la litosfera se disipa hacia la superficie, y la anomalía de flujo de calor $Q(t)$ puede ser vista así:

$$Q(t) = (\rho c / \alpha) * (\partial h / \partial t) \quad (21)$$

En la ecuación 21, ρ , c , y α son constantes relacionadas a la litosfera: densidad (kg m^{-3}), calor específico ($\text{J kg}^{-1} \text{K}^{-1}$) y coeficiente de expansión (K^{-1}) respectivamente, y la tasa de subsidencia termal (ms^{-1}) está dada por $(\partial h / \partial t)$. Para valores de $\alpha = 3,28 \times 10^{-5}$; $\rho = 3228 \text{ kg m}^{-3}$ y $c = 700 \text{ J kg}^{-1} \text{K}^{-1}$, si la tasa de subsidencia termal es del orden de 10 m/Ma , el aumento del flujo de calor sobre el nivel de fondo será de 22 mW/m^2 (ver figura 16). En un próximo paso de investigación, se procederá a la comparación entre valores de subsidencia y flujo de calor residual, teniendo en cuenta que para lograr mantener constante la temperatura a una profundidad, sucede también que una fracción del calor perdido durante el enfriamiento termal deberá irse hacia abajo, y como consecuencia se reducirá la cantidad de calor disipado hacia la superficie.

Relación entre el flujo de calor y el factor de estiramiento (β)

La mayoría de las acumulaciones económicas de petróleo y gas están alojadas dentro de zonas de extensión continental, y la cantidad de estiramiento sufrido por la litosfera (" β , stretching") está controlada predominantemente por la historia termal. La anomalía de flujo de calor dada por la ecuación (21) entonces debería ser concebida como un calor extra que se incorpora a la base de la litosfera, pero además, su distribución debería ser una copia de la distribución de β : las regiones de mayor β se corresponderán con las regiones de mayor anomalía de flujo de calor. Esto significa que el conocimiento de la distribución del flujo calórico, proporciona un factor clave en el entendimiento de la deformación en general en toda la Cuenca Neuquina, y en particular de la deformación en sectores de la comarca alejados del frente orogénico andino y que coinciden con gradientes o flujos anormalmente elevados. Es conocida la influencia de la deformación andina en los bordes de la cuenca

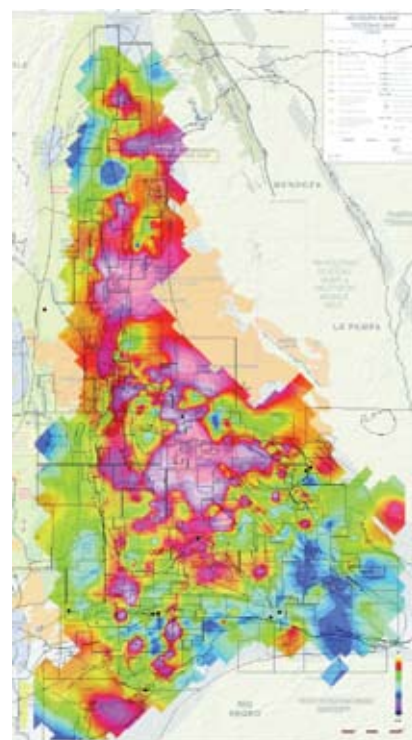


Figura 17. Flujo de calor actual de la Cuenca Neuquina. Los colores cálidos indican anomalía positiva y los colores fríos anomalías negativas, con un rango de variación desde 45 mWm^{-2} a 163 mWm^{-2} . La imagen de fondo ha sido tomada de Phoenix Oil & Gas (2001).

(Orchuela *et al.*, 1981; Vergani *et al.*, 1995; Uliana *et al.*, 1995; Cobbold y Rossello, 2003; Rossello y Barrionuevo, 2005), invirtiendo a las estructuras preferencialmente por las líneas de debilidad del basamento, y cuya importancia está dada por la generación de fallas y discontinuidades que favorecen el entrapamiento de los hidrocarburos. Pero, además, la generación adicional de calor por vulcanismo que se superpone al flujo regional de fondo favorecería las condiciones para la generación de aquéllos e, incluso, hasta podrían darse migraciones laterales de menor recorrido a las conocidas. Se podrían corroborar los resultados del factor de estiramiento derivado desde el flujo de calor, con el obtenido por métodos diferentes. Así, otras formas de estimar el factor β de estiramiento por medio de restauraciones palinológicas o mediante la inspección de fallas normales de la cuenca darán una medida de la cantidad de extensión que ha tenido la corteza superior. Si bien no se ha preparado un mapa del factor de estiramiento, aquí lo que se pretende es resaltar conceptualmente la relación que éste tiene con el flujo de calor. El factor de estiramiento total β es:

β = ancho actual de la cuenca / ancho inicial de la zona de extensión

Aparecen dos modelos fundamentales: McKenzie (1978), que deriva β usando un modelo de cizalla pura instantáneo, y Zhang (1993), alternativa que toma en consideración el efecto de "envoltura" de la carga sedimentaria.

El factor β puede ser obtenido también desde datos de sismica profunda:

β = espesor de la corteza sin extensión / espesor de la corteza extendida

Relación entre el flujo de calor y eventos de *rifting*

Mareschal (1991) demostró que la proporción de calor que se escapa hacia la superficie después de los eventos de *rifting* se aproxima a:

$Q(t) = 1/2(\rho c/\alpha) * (\partial h/\partial t)$
cuando $t \rightarrow \infty$ (21) para tiempos prolongados.

Se trata de valores del orden del 50% sobre el total. Esto significa que las regiones que están asociadas a este fenómeno en la Cuenca Neuquina podrían ser las zonas potencialmente más calientes, incluso actualmente, por disipación diferencial de los sedimentos. Pero a tiempos cortos, la proporción de calor que se disipa hacia la superficie

depende del factor de *stretching* β . Inmediatamente después del *rifting*:

$Q(t) = 1/2(\beta - 1/\beta) * (\rho c/\alpha) * (\partial h/\partial t)$
(22) para tiempos cortos

A medida que transcurre el tiempo, la cantidad de calor que fluye hacia la superficie se aproxima a la definida en la ecuación (21). A un tiempo cualquiera, t , la proporción de calor que fluye hacia la superficie puede aproximarse por:



TEX
PROTECCION CONTRA INCENDIOS



TEX ARGENTINA
REGISTERED TO ISO 9001:2000
CERTIFICATE NO. A17223

**SOLUCIONES ESPECIALES DE PROTECCIÓN
CONTRA INCENDIOS PARA LA INDUSTRIA,
ESPECIALIZADOS EN OIL & GAS**

**Quando la confiabilidad es esencial, y no
se puede depender del suministro de
energía:**

FireDos®
SISTEMAS DE DOSIFICACIÓN DE ESPUMA
VOLUMÉTRICOS ACCIONADOS POR AGUA
(LIBRES DE TODA FUENTE EXTERNA DE ENERGÍA)



TEX - Representante
EXCLUSIVO en ARGENTINA



NFPA
MEMBER

Tex Argentina SRL
Campos Salles 2154 2° piso - (C1429CFD) Capital Federal
Tel: 54 11 4702-4002 / 4003 email: texar@texarsrl.com.ar



SFPE

Cuenca Neuquina: Parámetros para modelar el flujo de calor y el espesor de corteza

| gradiente geotérmico [°C Km ⁻¹] | Temperatura (z=5km) [°C] | Flujo de Calor Qs[mWm ⁻²] | Litosfera-Astenosfera Z _{LAB} [Km] |
|---|--------------------------|---------------------------------------|---|
| 19.55 | 97.75 | 50.00 | 194.00 |
| 21.22 | 106.08 | 55.00 | 154.00 |
| 22.88 | 114.41 | 60.00 | 127.00 |
| 24.55 | 122.75 | 65.00 | 109.00 |
| 26.22 | 131.08 | 70.00 | 95.00 |
| 27.88 | 139.41 | 75.00 | 84.00 |
| 29.55 | 147.75 | 80.00 | 76.00 |
| 31.22 | 156.08 | 85.00 | 69.00 |
| 32.88 | 164.41 | 90.00 | 63.00 |
| 34.55 | 172.75 | 95.00 | 58.00 |
| 36.22 | 181.08 | 100.00 | 54.00 |
| 37.88 | 189.41 | 105.00 | 50.00 |
| 39.55 | 197.75 | 110.00 | 47.00 |
| 41.22 | 206.08 | 115.00 | 44.00 |
| 42.88 | 214.41 | 120.00 | 42.00 |
| 44.55 | 222.75 | 125.00 | 40.00 |
| 46.22 | 231.08 | 130.00 | 38.00 |
| 47.88 | 239.41 | 135.00 | 36.00 |
| 49.55 | 247.75 | 140.00 | 34.00 |
| 51.22 | 256.08 | 145.00 | 33.00 |
| 52.88 | 264.41 | 150.00 | 32.00 |
| 55.15 | 275.75 | 155.00 | 30.00 |
| 56.22 | 281.08 | 160.00 | 29.00 |
| 57.88 | 289.41 | 165.00 | 28.00 |
| 59.55 | 297.75 | 170.00 | 27.00 |
| 61.22 | 306.08 | 175.00 | 26.00 |
| 62.88 | 314.41 | 180.00 | 25.00 |
| 64.55 | 322.75 | 185.00 | 25.00 |
| 66.22 | 331.08 | 190.00 | 24.00 |
| 67.88 | 339.41 | 195.00 | 23.00 |

Cuenca Neuquina: Modelo de estructura de la litosfera

| Corteza: capas | z_Corteza [Km] | Reol Corteza sip | ZMoho [Km] | Reol Corteza Inf | Reología del Manto |
|----------------|----------------|------------------|------------|------------------|--------------------|
| 2 | 15 | 1 | 40 | 11 | 25 |

Constantes para cálculo de geotermas

| Manto Adiabático | | Producción de Calor: (0) Qs-ρH, (1) Qs-Qm, (2) ρH-Qm | | | | | | Modelo de Enfriamiento de Placa (3) | | | Gradiente de Presión | |
|------------------|-------------------|--|-------------------------|--|---------|---------|-------------------------|-------------------------------------|------------------------|------------|-------------------------|------|
| Temp. [°K] | Gradiente [°K/Km] | Qs [mWm ⁻²] | Qm [mWm ⁻²] | k [Wm ⁻¹ °K ⁻¹] | Ts [°K] | hr [Km] | ρH [μWm ⁻²] | t [My] | k [mm ² /s] | T0-T1 [°C] | ρ [Kg m ⁻³] | H |
| 1623.00 | 0.40 | 200.00 | 20.00 | 3.00 | 298.00 | 10.00 | 2.98 | 10.00 | 1.00 | 1300.00 | 3000.00 | 1.00 |

flujo de calor y espesor de corteza en la Cuenca Neuquina

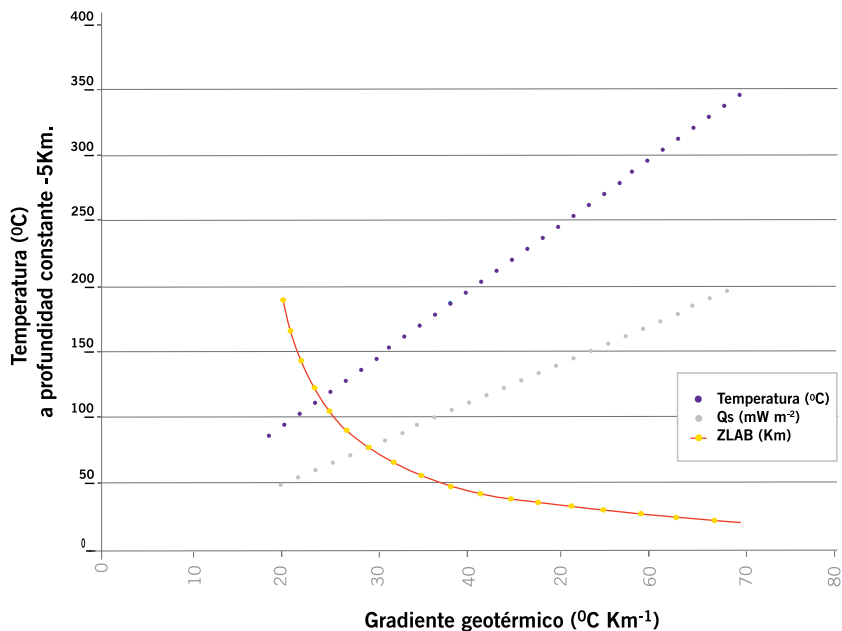


Figura 18. Modelo reológico de la corteza y del manto de la Cuenca Neuquina y ley de variación del espesor de corteza en función del gradiente geotérmico o del flujo de calor.

$$Q(t) \sim [\frac{1}{2} + ((\beta/2) - 1/\beta)] e^{-0,066t}] \times (\rho c/\alpha) \times (\partial h/\partial t) \quad (23)$$

donde el tiempo t está expresado en millones de años.

Siguiendo el ejemplo del flujo de calor anómalo en la zona del Auca Mahuida, con un factor de *stretching* $\beta = 2,5$ actuando en veinticinco millones de años, $t = 25$ Ma:

$$Q(t) \sim [0,5 + (((2,5/2) - 1)/ 2,5)] \times \exp(-0,066 \times 25)] \times 0,0218 = 0,0113 \text{ Wm}^{-2} \quad (24)$$

Por tanto, el flujo de calor en superficie durante el mencionado período de tiempo fue elevado en 11,3 mWm⁻² sobre los niveles promedio de fondo, y a medida que más tiempo corra, la solución se aproxima a la definida en la ecuación (20). Este calor

extra no significa que sea distribuido homogéneamente en la cuenca, sino en este caso de manera localizada. Detalles de modelados de este tipo aparecen en la tabla de la figura 21.

Siguiendo el concepto de mecánica de la extensión continental (Kusz- nír y Ziegler, 1992) a continuación se ejemplifica el fenómeno de estiramiento en una sección de corteza bajo extensión en la Cuenca Neuquina, donde la mayoría de la deformación de profundidad está concentrada a través de una falla de despegue basal que se extienda desde 9-11 km de profundidad. A partir de datos de gradiente geotérmico y conductividad térmica (valores de referencia para la conductividad termal λ (2,05 Wm⁻¹K⁻¹), difusividad termal κ (8 x 10⁻⁷ m² s⁻¹) y la temperatura de la base de la litosfera, T1 =1425°C) es posible

conocer el flujo de calor esperado en la placa inferior o subyacente, después de 5, 10 y 20 millones de años posteriores a la extensión del *rifting*, y comparar con los valores actuales observados, de manera tal de conocer la evolución térmica y tectónica. El ejemplo por excelencia de extensión en la Cuenca Neuquina puede ser el caso de la región de Entre Lomas. Siguiendo con las iteraciones de Schatz y Simmons (1972) y de Cull (1975), es posible obtener los siguientes resultados: $Q_{(5 \text{ Ma})} = 89,17 \text{ mW m}^{-2}$, $Q_{(10 \text{ Ma})} = 53,16 \text{ mW m}^{-2}$, y $Q_{(20 \text{ Ma})} = 47,99 \text{ mW m}^{-2}$. Los valores actuales de flujo de calor encontrados en este trabajo son mayores que los calculados, lo cual se interpretaría como que, durante posterior a la etapa de *rifting* debe haber habido algún aporte adicional de calor en la región. El

10 Años.. ¡¡Tanto hecho, Tanto por hacer!!



Cumplimos 10 años brindando Soluciones Anticorrosivas de Alta Performance en la Industria del Petroleo y Gas en la Patagonia.

Este logro ha sido posible gracias a la confianza y esfuerzo de nuestros clientes, proveedores, empleados y familiares; a todos queremos agradecer y felicitar en este aniversario.

Es nuestro deseo continuar creciendo junto a ustedes, brindando siempre las mejores soluciones, buscando la excelencia a través del camino de la mejora continúa.



- Aplicación de revestimiento 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".
- Aplicación de revestimiento interior y exterior en tubulares nuevos o recuperados.
- Aplicación de revestimiento interior y exterior en instalaciones de superficie.
- Servicio de video inspección en color.
- Fabricación de señalización.

Sistema de Gestion de Calidad
Certificado desde Enero del 2002



CHUBUT - SANTA CRUZ

Base Comodoro Rivadavia
Calle 815 - Acceso Sur
Telefax: (0297) 448 6806 - Cel.: (0297) 155 926 100
email: regionsur@zoxisa.com.ar
9000 Comodoro Rivadavia - Chubut

NEUQUEN - RIO NEGRO - MENDOZA

Base Neuquén
Lote 2 Mza "N" - Parque Industrial Este
Telefax: (0299) 445 7000
email: zoxisa@zoxisa.com.ar
8300 Neuquén Cáp.

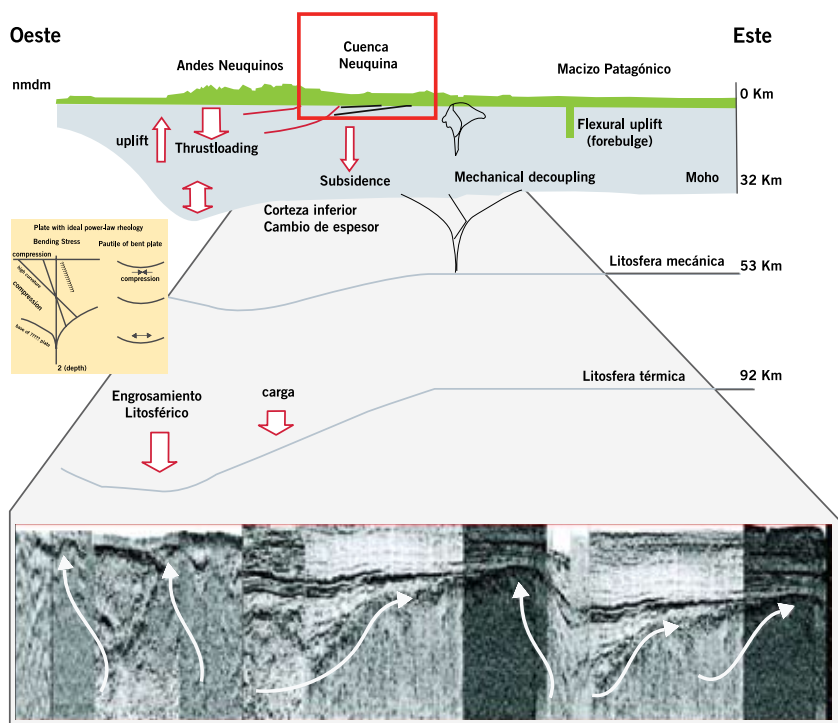


Figura 19. Arriba: Sección transversal conceptual de la reología de la corteza en la Cuenca Neuquina, a partir de datos de gravimetría (Sigismondi, 2006). Las transiciones frágiles-dúctiles son una función del flujo de calor, y están más cerca de la superficie a medida que éste es mayor, favoreciendo las condiciones de inversión tectónica. Abajo: Sección sísmica a partir de datos de 2D (orientada oeste-este) dentro de la Cuenca Neuquina, donde las flechas de color blanco indican fenómenos de "refracción térmica" del basamento inmediatamente por debajo de la columna sedimentaria.

aporte adicional estaría dado a partir del vulcanismo reciente observado en la zona (volcán Auca Mahuida) y por la cercanía a la zona de refracción térmica en el límite de la cuenca. Los modelados de esta clase también confirmarían las conclusiones respecto a que la historia termal es dependiente de si la cuenca originalmente cae en el lado alto o el lado bajo de la placa.

Relación entre el flujo de calor total y flujo de calor de fondo

Los datos provenientes de zonas alejadas de la cuenca, son importantes si son representativos de corteza continental previa a la extensión. Si tal fuera el caso, el promedio de flujo de calor en estas zonas podría ser considerado una buena aproximación del flujo de calor de fondo, sobre el cual se superponen los fenómenos de extensión. En este estudio, no se incluyen datos más allá de los límites de la Cuenca Neuquina, por la misma naturaleza en la confección de la base de datos que proviene exclu-

sivamente de la industria petrolera. La incorporación a la actual base de datos, de aquellos provenientes de perforaciones de búsqueda de agua en la región pampeana, hasta el momento ha sido infructuosa.

La estimación del flujo de calor de fondo se debería hacer a suficiente distancia de la cuenca para evitar los efectos de difracción de calor. Se sugiere como mínimo una distancia de 30 km más allá de los límites mayores de la cuenca. Una comparación simple entre el promedio de flujo de calor dentro de la cuenca y más allá de sus márgenes nos daría indicios si la cuenca aún está bajo subsidencia termal: si el flujo de calor dentro de la cuenca es significativamente mayor que en las áreas circundantes, es una evidencia fuerte que hay aún calor residual en la litosfera proveniente de los eventos de extensión. Si, en cambio, el flujo de calor es mayor en las áreas vecinas de la cuenca, podría ser interpretado como debido a la presencia de un espesor mayor de corteza generadora de calor. La otra aplicación de valor

que tiene conocer el flujo de calor de fondo es que indirectamente permite conocer la contribución que tendrían los sedimentos en forma individual. Por ser éste un resultado muy valioso en la comprensión de fenómenos de generación de petróleo, en este trabajo se ha optado por la siguiente alternativa para conocer el flujo de calor de fondo (figura 20), que es una analogía a lo que habitualmente se hace en los métodos potenciales: a partir de la confección de un modelo de basamento, se obtuvo su flujo de calor asumiendo que representa el efecto de larga longitud de onda o de fondo. Si al valor de flujo de calor total se le quita este efecto de fondo, entonces estaríamos en condiciones de aislar el efecto de los sedimentos. Un camino alternativo e independiente es a través del uso de datos de métodos potenciales, estimando los límites de las discontinuidades mayores por medio del análisis espectral de las anomalías magnéticas (Spector y Grant, 1970), pero no se dispone al momento de esta información.

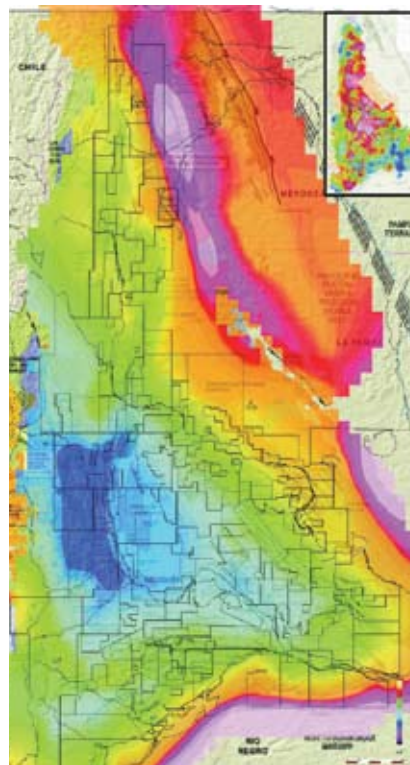
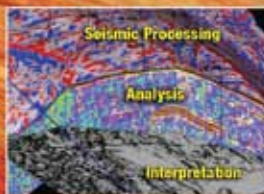


Figura 20. Modelo de flujo de calor de fondo del basamento, y arriba el campo total. Los colores cálidos indican anomalía positiva y los colores fríos anomalías negativas, con un rango de variación de 0 mWm⁻² a 44 mWm⁻². La imagen de fondo ha sido tomada de Phoenix Oil & Gas (2001).

We're acquiring a lot more than data.



www.globalgeophysical.com

With experience in over 70 countries, Global is a world-wide leader in high resolution Reservoir Grade 3D (RG3D®) seismic data acquisition, azimuthal data processing, and geophysical and geological services.

We continue to grow at an unprecedented rate. Recently, we've acquired Weinman GeoScience's unmatched data processing expertise, added non-exclusive surveys to our service offerings, and purchased more new equipment than any other seismic contractor.

More excitement to come . . . stay tuned.



A division of Global Geophysical Services

Global Geophysical Services, Inc.
Sucursal Argentina
Av. del Libertador 5478, Piso 12
C1426BXP Buenos Aires Argentina
(54-11) 4788-3400 [office]



Exciting the Planet

Heat flow of the Neuquina basin, Argentina - Isolate effect of each contribution (mWm⁻²)

| | (1) cortical thickness* | (2) transitory effects of flow of heat due to volcanism | (2) effects of thermal refraction (basement edge) | (4) influence of tectonic factors: isostatic subsidence for sediment-filled extensional | (5) flow of heat through the basement | (6) variations of the thermal conductivity in the sediments |
|--|-------------------------|---|---|---|---------------------------------------|---|
| | 60 to 40/35 | 23.96 | 21.54 | 20 | N/A | 10,11 to 6.02 |
| depth to basement (m) | | | 5000 to 0 | | | 0 to 5000 |
| basement conductivity, k_b (W/m/k) | | | 4.2 | | | |
| sedimentary column conductivity, k_s (W/m/k) | | | 2.0 | | | |
| lithosphere density, ρ_l (Kg m ⁻³) | 3228.83 | 3228.83 | | | | |
| specific heat of the lithosphere (J Kg ⁻¹ K ⁻¹) | 700 | | | | | |
| Thermal expansion of lithosphere, α (K ⁻¹) | 3,28E-05 | | | 3,28E-05 | | |
| Thermal subsidence rate (m/Ma) | 11 | | | | | |
| thermal conductivity of the sediments | | | | | | 1,1 to 2,93 |
| Porosity, $f = f_0 \cdot e^{-\alpha z}$ | 13 | | | | | 0,65 to 0,05 |
| True initial porosity, f_0 | 14 | | | | | 0,65 |
| Matrix conductivity, $k_m = k_s (1 - \phi) + k_f \phi$ (W/m/k) | | | | | | 3,20 |
| Fluid conductivity, $k_f = k_w (1 - \phi) + k_g \phi$ (W/m/k) | | | | | | 0,62 |
| True heat flow (mWm ⁻²) | | | | | | 100 |
| True compaction coefficient, A | | | | | | 5,00E-04 |
| Reference thickness of lithosphere, a (Km) | | | | | | 90 |
| Reference thickness of crust, t_c (Km) | 33 | | | | | 33 |
| Temperature of asthenosphere, T_m (°C) | 1250 | | | | | 1250 |
| Surface temperature, T_s (°C) | 9 | | | | | 9 |
| Density of mantle @ 0°C, ρ_m (Kg m ⁻³) | 3230 | | | | | 3230 |
| Density of crust @ 0°C, ρ_c (Kg m ⁻³) | 2800 | | | | | 2800 |
| Mean density of sediments, ρ_s (Kg m ⁻³) | 2150 | | | | | 2150 |
| Conductivity of lithosphere, K_m (Wm ⁻¹ K ⁻¹) | 4 | | | | | 4 |
| Mean density of sediments, K_s (Wm ⁻¹ K ⁻¹) | 2,01 | | | | | 2,01 |
| Heat production of sediments, B_s (µWm ⁻³) | 2 | | | | | 2 |
| Reference surface heat flow, Q_r (mWm ⁻²) | 50 to 110 | | | | | 80 to 100 |
| S_r (m) | | | | | | 3830 to 3796 |
| Reference thickness of crust, t_c (Km) | 33 to 32,5 | | | | | |
| Total Strength (Nm ⁻²) | | 9,16665E+12 | | | | |
| Upper Crust Strength (Nm ⁻²) | | 2,21016E+12 | | | | |
| Lower Crust Strength (Nm ⁻²) | | 3,70868E+12 | | | | |
| Mantle Strength (Nm ⁻²) | | 3,24781E+12 | | | | |
| Effective Viscosity (Nm ⁻²) | | 4,58333E+12 | | | | |

Figura 21. Modelado de cada contribuyente individual al flujo de calor total actual. El flujo de calor siempre es la variable independiente.

vincia de Mendoza, hay una clara separación entre el frente frío al oeste y el frente cálido al este, especialmente en el gradiente; su explicación más sencilla es que está influido por el complejo efusivo de la Sierra de Chachahuén y el aparato basáltico Holoceno-Pleistoceno del Payún Matrú; el Dorso de los Chihuidos, es un punto que se conoce tiene un relieve estructural positivo del orden de los 500-700 m, y se comporta como tal posiblemente como consecuencia de un levantamiento termal adicional al regional, siguiendo el criterio del gradientes, aunque la incorporación de nuevos datos debería dar un ajuste al modelo propuesto. La no tan clara correspondencia con lo que se obtiene en el mapa de flujo de calor está influenciada por la calidad y cantidad de datos que se usaron para el modelo de conductividades térmicas. La región de Plataforma de Catriel (CPBEE, por sus iniciales en inglés) se halla fuertemente influida por el efecto de borde de refracción térmica del basamento, y que provoca una anomalía positiva de gradiente muy extendida, pero no tanto en el mapa de flujo de calor, posiblemente por la ausencia de mejores datos de conductividad termal. Por último, la Dorsal de Huinca (HS, por sus iniciales en inglés) es desde el punto de vista geofísico una discontinuidad de primer orden a escala cortical (ver figura 1 en el número anterior de *Petrotecnia*, 1/2009, página 65), con una disposición compresiva de orientación sur a norte que dio como resultado la inversión tectónica de los hemigrábenes originales, y que se comportaría como un área de menor flujo relativo de calor, especialmente en el sector oriental. El rasgo más distintivo del borde sur de la Cuenca Neuquina desde el punto de vista térmico, es la ausencia del fenómeno de refracción térmica, pese a que el modelo predice su existencia. Este comportamiento, que no coincide con el esperado en el modelo, avalaría la hipótesis de que se trataría de un límite a escala continental.

Relación entre el flujo de calor y la edad y espesor de la corteza

La edad y el espesor de la corteza continental afectan al flujo de calor en superficie principalmente a través de sus efectos en la generación de calor cortical. En corteza antigua, los elementos radiogénicos están deprimidos por el decaimiento natural, y como consecuencia exhibe menores valores relativos de flujo de calor y de gradiente geotérmico (Sass y Lachenbruch, 1979; Teichmüller y Teichmüller, 1984). En cuanto al espesor, el volumen de material productor de calor es directamente proporcional al espesor de corteza. Por tanto, la contribución al flujo de calor de corteza de mayor espesor es superior al de corteza delgada de la misma edad. El espesor cortical afecta los gradientes termales en otra forma, dependiendo de las condiciones en el límite corteza-manto: si la base de la corteza se considera una frontera de temperatura invariable, donde la corteza sea más espesa dará en consecuencia un gradiente termal y flujo de calor menor. Fuera del alcance de este trabajo, se comenta que se ha confeccionado un modelo de propiedades reológicas y termomecánicas de la corteza a estas latitudes, siguiendo el modelo de Tassara-Yáñez (2003) con datos de gravimetría (figura 18). Así

por ejemplo, para flujos de calor del orden de 120 mWm⁻² el espesor cortical es del orden de 30 km, dato que sería coincidente con el obtenido por sísmica profunda en un sector de la cuenca (Comínguez *et al.*, 2007).

Relación entre el flujo de calor total y elementos estructurales de la Cuenca Neuquina

Uno de los rasgos más importantes en la interpretación del mapa de flujo de calor de la cuenca es la relación que puede existir entre el flujo de calor y los elementos morfoestructurales. En tal sentido, y siguiendo el criterio de Mosquera y Ramos (2005), dentro de lo que estos autores denominan Sistema de Foreland Fracturado (BFS, por sus iniciales en inglés), en este trabajo se ha optado por la creación de un nuevo elemento que tiene identidad definida, que es la llamada Anomalía de Flujo de Calor del Auca Mahuida (AMHFA, por sus iniciales en inglés). Este concepto está avalado por el comportamiento que desde el punto de vista térmico tiene la zona, con implicancias estructurales y económicas de gran relevancia (rodeada de los yacimientos en explotación más importantes de la cuenca). De los otros elementos estructurales, en la zona norte de la cuenca, en la pro-

Conclusiones

La Cuenca Neuquina tiene un gradiente geotérmico mayor que el promedio global de las zonas continentales, debido fundamentalmente a fenómenos de refracción térmica y

volcanismo. El área de cobertura en superficie de este fenómeno es muy amplia, y cambia las condiciones reológicas de la corteza, posibilitando fenómenos de inversión tectónica o pseudo inversión tectónica en sectores alejados del frente orogénico.

La similitud entre el flujo modelado y el flujo actual sugiere que la cuenca estaría en un estado de equilibrio termal sin mayores fluctuaciones entre el Mioceno y hoy, excepción del vulcanismo en la zona noreste de la cuenca.

La colección sistemática de temperaturas en condiciones tales que permitan una mejor corrección de los datos, significa que al menos dos lecturas deberían ser tomadas en fondo de pozo, respetando los criterios de lapsos de tiempo entre el final de la circulación y su duración. Es necesario contar con una mejor base de datos para aplicar la corrección de Horner y ajustar los polinomios generales.

Las conductividades obtenidas por el modelado de perfiles de pozos demuestran una buena correlación con las litologías. La presencia de conductividades anómalas en anhidritas, o de sellos termales como las arcillas, influye fuertemente en las características térmicas de la cuenca pero a escala local, no regional. El factor crítico, y desafío para futuros estudios del tema, relacionado con las conductividades térmicas sería el armado de una base de datos en función de mediciones en laboratorio, ya sea por métodos directos o indirectos, que corroboren los valores de la inversión de perfiles.

La relación entre las tendencias estructurales mayores y las variaciones laterales en los gradientes debería ser estudiada con mayor detalle, aunque en principio hay coherencia entre éstas.

Las fallas podrían actuar como conductos para el transporte vertical de fluidos y dar origen a anomalías termales. Las zonas con reactivación de fallas deberían ser evaluadas en detalle, especialmente aquellas que tengan por ejemplo inversión tectónica, conocidas por otros métodos geofísicos. ■

Agradecimientos

A las personas que han colaborado con esta investigación,

ya sean de otras compañías petroleras como de Petrobras Energía S.A. Al Laboratorio de Tectónica Andina de la UBA. A los revisores del Simposio de Geofísica, por sus oportunos comentarios y sugerencias.

Bibliografía

Anand J., W. H. Sommerton y E. Goma, "Predicting thermal on terrestrial heat flow". *J. Geo-*

phys. Res. 9 B85, pp. 4757–4772
conductivities of formations from other known properties. Soc. Blackwell, D. D. y J. L. Steele, 1989, "Thermal conductivity of Pet". *Eng. J.* 13 (1973), pp. 267–273. "Sedimentary rocks: measurement and significance", in Naeser, Beardsmore y Cull, 2001. G. R. Beardsmore y J. P. Cull, Crustal N. D. y T. H. McCulloh, eds., *Thermal History of Sedimentary Heat Flow* (first ed.), Cambridge Univ. Press,

Monitoree su éxito...

Mientras Baker Atlas monitorea sus operaciones de fractura.
Nuestro completo paquete de productos y servicios de Monitoreo de Fracturas Hidráulicas registran, procesan y evalúan eventos micro-sísmicos para el mapeo de las fracturas que se extienden desde el pozo estimulado. Sabemos que estimar el volumen y la dirección de fractura es crucial para la optimización de su proyecto.

El equipo de profesionales de Monitoreo de Fracturas Hidráulicas de Baker Atlas, VSFusion y Magnitude tienen la experiencia, los equipos y el conocimiento técnico para la evaluación eficiente de sus reservorios, ayudando a maximizar su producción.

Cuando sea el momento de planificar su próximo pozo, elija la Mejor Opción y permita que nuestro equipo de expertos lo ayuden a alcanzar el éxito. Ingrese a www.bakeratlas.com/fracmonitoring para mayor información.

BAKER HUGHES Baker Atlas
The BEST Choice

For more information, visit our website www.bakeratlas.com
© 2009 Baker Hughes International

- Harlow (2001). Basins: New York, Springer-Verlag.
- Birch, F. y H. Clark, 1940. The thermal conductivity of rocks and its dependence upon temperature and composition. *Am. J. Sci.*, Hydrothermal regime of a young oceanic crust segment 238:529-558, 613-635. (Mid-Atlantic Ridge) constrained by heat flow measurements. *Eos Trans. AGU*, 86(52), Fall Meet. Suppl.
- Blackwell, D. D.; J. L. Steele y Ch. A. Brott, 1980. "The terrain effect", Abstract T53C-1439.
- Brigaud, F.; D. S. Chapman y S. Le Douaran, 1990. "Estimating thermal conductivity in sedimentary basins using lithologic data and geophysical well logs". *AAPG Bull.*, 74:1459-1477.
- Bullard, E. C.; 1940, The disturbance of the temperature gradient in the earth's crust by inequalities of height, *Month. Not. Roy. Astr. Soc. Geophys. Suppl.* 4 (1940), pp. 300-362.
- Bullard, E. C., 1947, "The time necessary for a bore hole to attain temperature equilibrium", *Monthly Notices Royal Astronomical Society*, Geophysical Supplement, v. 5, no. 5, p. 127-130.
- Bullard, E. C.; A. E. Maxwell y R. Revelle, *Advan. Geophys.*, 3, 153181 (1956).
- Buntebarth, G., 1984, *Geothermics, an introduction*, Springer-Verlag, New York.
- Carslaw, H. S. y J. C. Jaeger. 1959. *Conduction of heat in solids*. London, Oxford Univ. Press.
- Cermak, V., 1983, "The construction of heat flow density maps", *Zentralblatt für Geologie und Paläontologie*, Teil 1, Heft 1/2, p. 57-69.
- Cobbold, P. R. y E. A. Rossello, 2003. "Aptian to recent compressional deformation, foothills of the Neuquén Basin, Argentina". *Marine and Petroleum Geology*, 20 (5), 429-443.
- Comínguez, A. H. y J. R. Franzese, "Ancestral Structure of the Neuquén Basin, Upper Mantle Structure and Geodynamics of the South American Plate I", Posters, AGU 2007.
- Condie, K. C., 1989. "Geochemical changes in basalts and andesites across the Archean Proterozoic boundary: identification and significance". *Lithos* 23, pp. 1-18.
- Cooper, L. R. y C. Jones, 1959, "The determination of virgin strata temperature from observations in deep boreholes", *Geophysics*, v. 2, pp. 116-131.
- Cull, J. P., 1975. "The measurement of thermal parameters at high pressures". *Pure and Applied Geophysics*.
- Deming, D., 1989, "Application of bottom-hole temperature corrections in geothermal studies", *Geothermics*, v. 18, no. 5-6, p. 775-786.
- Demongodin, L.; B. Pinoteau; G. Vasseur y R. Gable, "Thermal conductivity and well logs: a case study in the Paris basin". *Geophys. J. Int.* 105 (1991), pp. 675-691.
- Dove, R. F. y C. F. Williams, 1989, "Thermal conductivity from elemental concentration logs", *Nuclear Geophysics*, v. 3, no. 2, p. 107-112.
- Förster, A. y D. F. Merriam, 1999, *Geothermics in Basin Analysis* (Computer Applications in the Earth Sciences).
- Förster, A.; D. F. Merriam y J. C. Davis, Spatial analysis of temperature (BHT/DST) data from cratonic basin environment. In: A. Förster and D. F. Merriam (eds.), *Geothermics in Basin Analysis*, Kluwer/Plenum, New York (1999), pp. 35-59.
- Goss, R.; J. Coombs y A. Timur, 1975, "Prediction of thermal conductivity in rocks from other physical parameters and from standard geophysical well logs", paper MM, in 16th Annual Logging Symposium Transactions: Society of Professional Well Log Analysts, 21 p.
- Goutorbe, B.; F. Lucazeau y A. Bonneville. "Using Neural Networks to Predict Thermal Conductivity from Well Logs Laboratoire de Géosciences Marines", Institut de Physique du Globe de Paris, 4, place Jussieu, Paris, 75005, France. "Advances in Basin and Petroleum System Modeling I", 2005 AAPG International Conference and Exhibition (September 11-14, 2005) Technical Program.
- Gulisano, C. A., 1981, "El Ciclo Cuyano en el norte del Neuquén y sur de Mendoza". 8º Congreso Geológico Argentino, *Actas* 3: 579-592, Buenos Aires.
- Gulisano, C. A.; A. R. Gutiérrez Pleimling y R. E. Digregorio, 1984, "Esquema estratigráfico de la secuencia jurásica del oeste de la provincia del Neuquén". 9º Congreso Geológico Argentino, *Actas* 1: 236-259, San Carlos de Bariloche.
- Haenel, R.; L. Rybach y Stegna, eds., 1988, *Handbook of Terrestrial heat-flow density determinations*, Kluwer Academic Publishers, London.
- Hagedorn, D. N., 1985, "The calculation of synthetic thermal conductivity logs from conventional geophysical well logs", Southern Methodist University, unpublished M.S. thesis, 110 p.
- Horner, D. R., 1951, "Pressure buildup in wells". In: Proc. 3rd World Petroleum Congress, The Hague 2 (1951), pp. 503-521.
- Jaeger, J. C., "Application of the theory of heat conduction to geothermal measurements", in *Terrestrial Heat Flow*, Geophysics Monograph 8, Series V, Edited by W. H. Lee, American Geophysical Union, Washington, D. C., 1965.
- Jessop, A. M., 1990, *Thermal geophysics*, Elsevier, Amsterdam, Developments in Solid Earth Geophysics N° 17, 306 p.
- Kappelmeyer, O. y R. Haenel, 1974, *Geothermics; with special reference to applications*, Gebrüder Borntraeger, Berlin, Geoexploration Monographs, Series 1, N° 4, 238 p.
- Kearey, P. y F. J. Vine, 1990, *Global tectonics*, Oxford, Blackwell Scientific Publications, 302 p.
- Kehle, R. O.; R. J. Schoepfel y R. K. DeFord, 1970, "The AAPG geothermal survey of North America", *Geothermics*, Special Issue 2 (Proceedings of the United Nations symposium on the development and utilization of geothermal resources); v. 2, pt. 1, p. 358-367.
- Kreyszig, E., 1983, *Advanced Engineering Mathematics*, New York, Wiley.
- Kusznir, N. J. y P. A. Ziegler, 1992.

- "The mechanics of continental extension and sedimentary basin formation: a simple shear pure-shear flexural cantilever model". In: Ziegler, P. A. (ed.), *Geodynamic of Rifting*, Vol. III. Thematic Discussion. *Tectonophysics* 215, 117-131.
- Lachenbruch y Brewer, 1959. "Dissipation of the temperature effect of drilling a well in Arctic Alaska", *Bulletin*, 1083-C. U.S. Geological Survey, Washington, USA, pp. 73-109.
- Lees, C. H., 1910. "On the shape of the isotherms under mountain ranges in radio-active districts". *Proc. R. Soc. London A* 83, pp. 339-346.
- Legarreta, L. y C. A. Gulisano, 1989. "Análisis estratigráfico de la Cuenca Neuquina (Triásico superior-Terciario inferior), Argentina". *Cuencas Sedimentarias Argentinas*, Chebli, G. y L. Spalletti (eds.). Universidad Nacional de Tucumán, Serie Correlación Geológica, 6: 221-244.
- McKenzie, D. P., "Some remarks on the development of sedimentary basins". *Earth Planet. Science. Letters*, 40, 25-32, 1978.
- Mareschal, J. C., 1991. "Determination of past heat flow from subsidence data in intracontinental basins and passive margins". In: Cermak, V., Rybach, L. (eds.), *Terrestrial Heat Flow and Lithosphere Structure*. Springer, Berlin, pp. 70-85.
- Mosquera, A. y V. A. Ramos. "Intra-plate Foreland Deformation in the Neuquén Embayment", Oral presentation at AAPG Annual Convention, Calgary, Alberta, June 19-22, 2005 Posted August 31, 2005 Search and Discovery Article # 30035 (2005).
- Nielsen, S. B., 1986, "The continuous temperature log; method and applications", University of Western Ontario, London, Canada, unpublished Ph.D. dissertation, 247 p.
- Orchuela, I. A.; J. V. Ploszkiewicz y R. F. Viñas, 1981, "Reinterpretación estructural de la denominada Dorsal Neuquina". 8° Congreso Geológico Argentino (Buenos Aires). Actas III, 281-293.
- Ramos, V. A. y A. Aleman, "Tectonic evolution of the Andes". En: U.G. Cordani, E. J. Milani, A. Thomaz Filho and D. A. Campos, Editors, *Tectonic Evolution of South America*, 31st International Geological Congress in Rio de Janeiro (2000), pp. 635-685.
- Robles, D. E., 1988, "El gradiente geotérmico en la República Argentina y regiones fronterizas", *Boletín de Informaciones Petroleras*, pp. 88-95.
- Rossello, E. A. y M. Barrionuevo, 2005, "El hemigraben invertido del yacimiento 25 de Mayo - Medanito S.E. (Cuenca Neuquina, Argentina): Evolución geodinámica de un rift en borde de cuenca". VI Congreso de Exploración de Hidrocarburos. Mar del Plata, Argentina. 2005.
- Sass, J. H.; A. H. Lachenbruch; R. J. Munroe; G. W. Greene y T. H.



Salta 1212 (1872)
 Avellaneda - Buenos Aires - Argentina
 Tel.: 4001-3600 (líneas rotativas)
 info@coamtra.com.ar - www.coamtra.com.ar



Seguridad y Tecnología para obtener grandes resultados.

GRÚAS TRANSPORTES TÉCNICA
 RIGGING SEGURIDAD EXCELENCIA



- Moses, Jr., 1971, "Heat flow in the Western United States", *J. Geophys. Res.*, vol. 76, 6376-6413.
- Sclater, J. G. y P. A. F. Christie, 1980, *Journal of Geophysical Research*, 85, 3711-3739.
- Schatz, J. F. y G. Simmons, 1972, "Thermal conductivity of Earth materials at high temperatures", *J. Geophys. Res.*, 77, 6966-6983.
- Sigismondi, M., 2006, "Neuquina basin: Flexure of the Lithosphere case study: Neuquina Foreland basin, Argentina". Geological Society of America. Mendoza, Argentina. Backbone to the Americas. Poster sessions.
- Spector, A. y F. Grant, 1970, "Statistical models for interpreting aeromagnetic data", *Geophysics*, 35:293-302.
- Tassara, A. y G. Yáñez. "Relación entre el espesor elástico de la litosfera y la segmentación tectónica del margen andino (1547°S)", *Revista Geológica de Chile*, vol. 30, No. 2, p. 159-186, diciembre 2003.
- Teichmüller, G.; M. Teichmüller y H. Bartenstein, 1984, Inkohlung und Erdgas.– eine neue Inkohlungskarte der Karbon-Oberfläche in Nordwestdeutschland. – Fortschr. Geol. Rheinld. u. Westf., 32: 11-34.
- Uliana, M. A.; M. E. Arteaga; L. Legarreta; J. J. Cerdán y G. O. Peroni, 1995, "Inversion structures and hydrocarbon occurrences in Argentina". In: *Basin inversion*, Buchanan, J. G., Buchanan, P. G. (eds.), Geological Society of London, Special Publication 88, 211-233.
- Vacquier, V.; Y. Mathieu; E. Legendre y E. Blondin, 1988, "An experiment on estimating the thermal conductivity of sedimentary rocks from well logging". *Bull. Am. Assoc. Pet. Geol.* 72, pp. 758-764.
- Vergani G.; A. Tankard; H. Belotti y H. Welsink, 1995, "Tectonic evolution an paleogeography of the Neuquén basin, Argentina. Petroleum system of South America", *AAPG Memoir* 62, 383-402.
- Villinger, 1983, H. Villinger, In situ Bestimmung der Wärmeleitfähigkeit in Bohrungen. In: Ph.D. thesis, Techn. Univ., Berlin.
- Von Herzen, R. P. y S. Uyeda, 1963, "Heat Flow through East Pacific Ocean Floor", *J. Geophys. Res.* 65, 1239-1249.
- Woodside W. and J. H. Messmer, 1961, "Thermal conductivity of various rocks. I Unconsolidated sands, II Consolidated rocks". *J. Appl. Phys.* 32, pp. 1688-1706.
- Zhang, B. Q., 1992, *Application of compaction in petroleum exploration*. China University of Geosciences Press, Wuhan.
- Zielinski, G. W. y P. M. Bruchhausen, 1983, "Shallow temperatures and thermal regime in hydrocarbon province of Tierra del Fuego". *AAPG Bulletin*, January; v. 67; no 1; p. 166-177.

NACE
INTERNATIONAL

NACE
INTERNATIONAL
TRAINING & CERTIFICATION

iapg
INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETROLEO Y DEL GAS
Licenciario de
Cursos NACE en Argentina

Cursos 2009

- **Nivel 1 ENSAYISTA DE PROTECCION CATODICA**
CP1 Cathodic Protection Tester
9 al 14 de noviembre
- **Nivel 2 TECNICO EN PROTECCION CATODICA**
CP2 Cathodic Protection Technician
16 al 21 de noviembre

El Desafío Energético Global:
Revisión de las Estrategias para el Gas Natural

¡Incríbese
Online
Ahora!

24° Conferencia Mundial de Gas 2009 en Argentina!

www.wgc2009.com



Entre nuestros destacados oradores se encuentran:

- **Antonio Brufau**
Presidente y CEO, REPSOL YPF y Vicepresidente,
GAS NATURAL GROUP
- **Alexey B. Miller**
Vicepresidente del Directorio, Presidente del Comité de
Gestión, GAZPROM
- **Tan Sri Dato' Seri Mohd Hassan Marican**
Presidente y CEO, PETRONAS
- **Bernhard Reutersberg**
CEO, E.ON RUHRGAS
- **Faisal Al-Suwaidi**
Presidente y CEO, QATARGAS OPERATING COMPANY
- **George Kirkland**
Vicepresidente Ejecutivo, Upstream Global y Gas,
CHEVRON CORPORATION
- **Tony Hayward**
Ejecutivo Máximo del Grupo, BP
- **Jean-François Cirelli**
Vicepresidente y Presidente Ejecutivo, GDF SUEZ
- **Thomas E. Skains**
Presidente, Presidente Ejecutivo y CEO,
AMERICAN GAS ASSOCIATION
- **Christophe de Margerie**
Presidente y CEO, TOTAL
- **María Graças Silva Foster**
Directora de Gas y Energía, PETROBRAS
- **Akio Nomura**
Presidente, JAPAN GAS ASSOCIATION
- **Azizolah Ramezani**
Vice Ministro y Director Ejecutivo,
COMPAÑIA NATIONAL IRANIAN GAS
- **Marcel P. Kramer**
Presidente de la Junta Ejecutiva y CEO,
N.V. NEDERLANDSE GASUNIE



24th World Gas Conference
ARGENTINA | 2009
5-9 October

Posibilidad de ahorro de gas en la Argentina¹

Hacia un uso más eficiente de la energía

Por **Salvador Gil**
ECyT, Universidad Nacional de San Martín

El consumo de gas natural en la República Argentina ha sido estudiado extensivamente en los últimos años¹⁻³. Una característica notable que surge de estas evaluaciones es que el consumo específico de los usuarios residenciales, es decir, el diario por usuario, tiene un comportamiento muy similar en todo el país. En la figura 1 se presenta el comportamiento del consumo específico como función de la temperatura para todas las regiones del país, excepto la zona sur. Esta figura es representativa de prácticamente todas las regiones estudiadas; se observa que los consumos específicos residenciales tienen dependencia muy regular con la temperatura. Este comportamiento se ha mantenido prácticamente invariante a lo largo de los últimos 14 años e independiente del contexto económico. A altas temperaturas medias, mayores a unos 18°C, el consumo de gas es así constante y está asociado al calentamiento de agua y cocción. A medida que baja la temperatura, los usuarios comienzan a encender la calefacción. Una vez que toda la calefacción disponible está encendida, el consumo de nuevo se estabiliza a un valor de saturación. Por lo tanto, es posible afirmar que durante el período

¹ Las Jornadas de "Estrategias para una Gestión Eficiente de la Energía" (EGEDLE) fueron organizadas por la Universidad Tecnológica Nacional y se desarrollaron entre el 12 y 14 de noviembre de 2008 en los salones del Honorable Senado de la Nación Argentina. El presente trabajo compartió el Primer Premio otorgado por el comité organizador de dicho evento.

El presente trabajo busca identificar algunas posibilidades de ahorro de gas a través de una gestión conducente a un uso más eficiente de la energía. En particular se resumen algunas características que se observan en los consumos de gas en la zona sur del país y los volúmenes de gas que los pilotos de los artefactos domésticos consumen. A las mismas temperaturas, el consumo por usuario en la zona sur es aproximadamente el doble que a esa misma temperatura en el resto del país. Las estimaciones revelan que si los usuarios del sur tuviesen un consumo específico similar a otras zonas del país, teniendo en cuenta los escenarios térmicos que existen en la zona, podrían lograrse ahorros de gas de aproximadamente 4,5 millones de m³ por día. Asimismo, los pilotos de los artefactos de gas domésticos consumen el orden de 3,5 millones de m³ por día. Con estos volúmenes se podría potenciar usinas eléctricas de unos 1,6 GW, es decir equivalentes a dos centrales del tipo Embalse de Río III.

do 1993-2007, el comportamiento de los usuarios R fue poco elástico y constante en el tiempo. Esto significa que los patrones de consumo residenciales sólo dependen de la temperatura y no del tiempo. Desde luego, esta observación debe ser reexaminada periódicamente para constatar su vigencia, pues es posible que cambios significativos en el precio del gas o en las tecnologías usadas puedan alterar este comportamiento.

Por su parte, la variación en el tiempo del número de usuarios residenciales (R), ilustrado en la figura 2, muestra una variación suave en el tiempo y con tendencias que permiten proyecciones confiables en el corto y mediano plazo, en particular una vez que las transformaciones económicas y sociales se estabilizan. Por ejemplo, el número de usuarios R tiene una tendencia bien definida hasta noviembre de 2001 y otra

también definida, aunque distinta, con posterioridad al año 2002. De este modo, se puede afirmar que el incremento del consumo residencial se debe al aumento del número de usuarios y no a un cambio de hábitos de consumo.

Los modelos de consumo para usuarios residenciales se basan, en buena medida, en que el consumo residencial depende por una parte de las temperaturas medias¹⁻³ y del número de usuarios, pero con un patrón de consumo constante y caracterizado por la figura 1.

Si se realiza un análisis del consumo residencial en la zona sur del país, abastecida por Camuzzi Gas del Sur S.A., se observa que el consumo específico es para cada temperatura prácticamente el doble que en el resto del país. La figura 3 ilustra claramente este comportamiento. Este patrón de consumo puede explicarse, al menos en parte, por la diferencia de tarifas. El costo del gas natural en la zona sur es prácticamente la mitad de la del resto del país y los subsidios existentes lo reducen aún más respecto del costo en otras regiones. Nótese que este incremento de consumo de la zona sur respecto del resto del país, se observa a una misma temperatura.

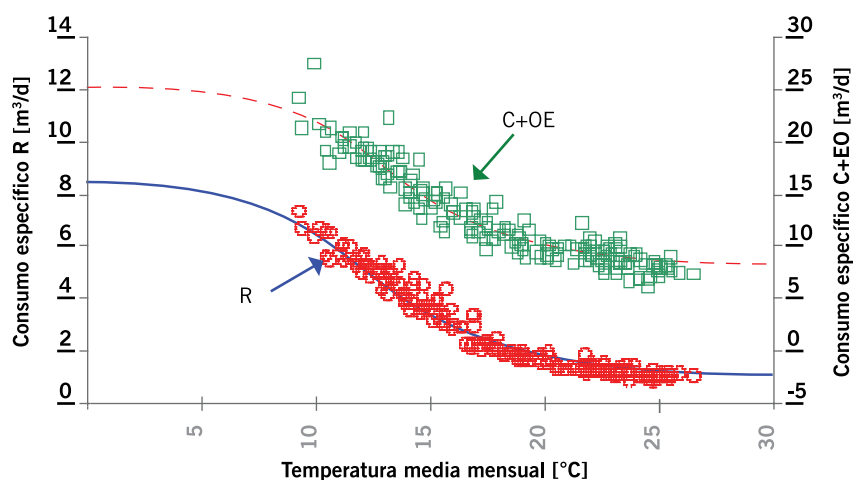


Figura 1. Variación de los consumos específicos R (residencial, círculos referidos al eje vertical izquierdo) y C+EO (Comercial y Entes Oficiales, cuadrados, referidos al eje vertical derecho). Los consumos específicos que se grafican son los promedios diarios mensuales como función de la temperatura media mensual. Los datos corresponden a todo el país, exceptuada la zona sur.

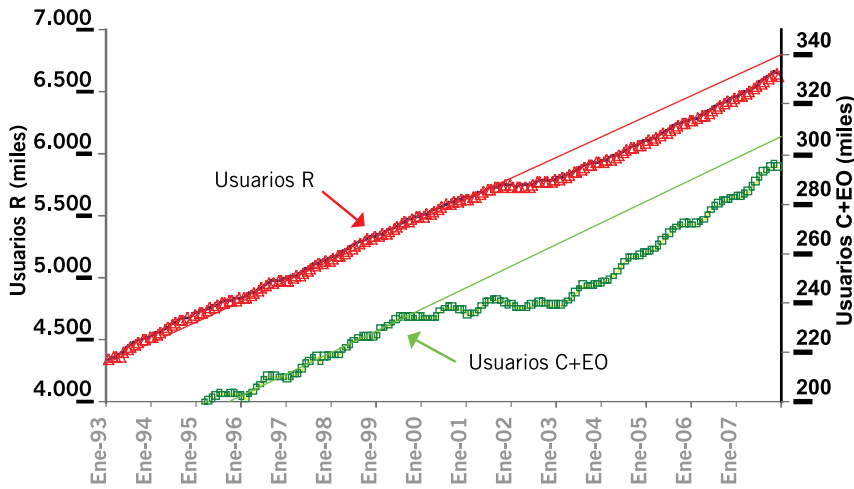


Figura 2. Variación del número de usuarios R y C+EO, en el ámbito de todo el país. Se observa que el número de usuarios tiene un comportamiento de variación suave y con tendencias fácilmente caracterizables y simples de modelar.

Es decir que para un mismo escenario térmico, los usuarios residenciales del sur consumen el doble que los del resto del país. El hecho de que en el sur las temperaturas medias sean menores, se refleja en que los datos de consumos específicos de la zona sur se agrupan con mayor frecuencia (probabilidad) en la región de más bajas temperaturas en la figura 3.

En la figura 4 se representa la variación del consumo diario a lo largo del tiempo en la zona sur del país. La curva roja indica la magnitud de los

consumos residenciales realmente observados. La curva verde la variación del consumo, en la zona sur, si ésta tuviese el mismo comportamiento que el resto del país, pero con escenarios térmicos propios de la zona sur. Es interesante notar que la magnitud de los posibles ahorros de gas es del orden de 4,5 millones de m³ diarios en los días de mayor consumo.

La magnitud de estos volúmenes de gas es muy significativa, ya que los valores son comparables a los volúmenes diarios que se importaban

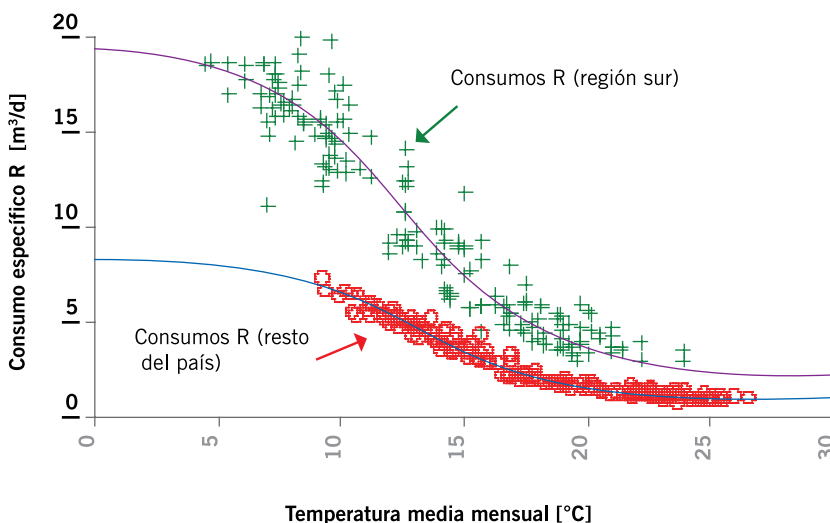


Figura 3. Variación de los consumos específicos residenciales en función de las temperaturas medias mensuales. Los símbolos circulares (rojos) representan los consumos residenciales específicos en todo el país, exceptuada la zona sur. Las cruces (verdes) representan los consumos específicos (R) observados en la zona sur. Las líneas continuas son las predicciones de nuestros modelos de consumo.

de Bolivia en los años 2005-2006. Otra comparación interesante es que con unos 4,5 millones de m³ diarios se podría hacer funcionar una usina a ciclo combinado de 900 MW.

Hasta mediados de 2008, los usuarios residenciales en la Argentina se dividieron en tres categorías según su consumo anual. Los de menor consumo son los usuarios R1, los de consumo intermedio R2 y los de alto consumo son R3.

Una posible manera de desestimular el exceso de consumo en el sur y al mismo tiempo preservar una tarifa de gas que no afecte a los sectores sociales de menores ingresos, sería definir el volumen de consumo asociado a los usuarios R1 en la zona sur en aproximadamente 2000 m³/año. Este volumen de referencia podría ajustarse a cada localidad de modo de tener en cuenta las peculiaridades climáticas de cada subzona. El valor de 2000 m³/año surge de calcular el consumo de un usuario típico que, según la curva de consumo específico de la zona no subvencionada de la Argentina, está sometido a las temperaturas características de la zona sur. Nótese que este volumen (2000 m³/año) es casi cuatro veces mayor al límite de R1 en la zona del Gran Buenos Aires pero igual a la mitad de su valor actual. La idea sería entonces preservar las tarifas actuales, incluyendo los subsidios existentes a los usuarios R1. Por otro lado, las tarifas R2 y R3 tendrían los mismos valores promedios del resto del país. De este modo, habría un fuerte estímulo a bajar el consumo dentro de los límites de la categoría R1, ya que de ese modo las tarifas de gas no tendrían variación respecto de los valores actuales. Los ingresos derivados del aumento de las tarifas para los usuarios R2 y R3 podrían ser usados para mejorar la infraestructura del sistema de gas en su conjunto o en todo caso para generar un subsidio que premie las mejoras en viviendas que tiendan a hacerlas energéticamente más eficientes.

Consumo residencial base. Consumo de los pilotos

Según vimos en la figura 1, a altas temperaturas, el consumo residencial en el centro y norte de la Argenti-



interpretación
60%

información
40%

We know what it takes to be a Tiger.

Para conocer las conclusiones de nuestra investigación y experiencia, incluyendo nuestro estudio con 500 organizaciones de alto rendimiento, visite accenture/countries/argentina

• Consulting • Technology • Outsourcing

>
accenture

High performance. Delivered.

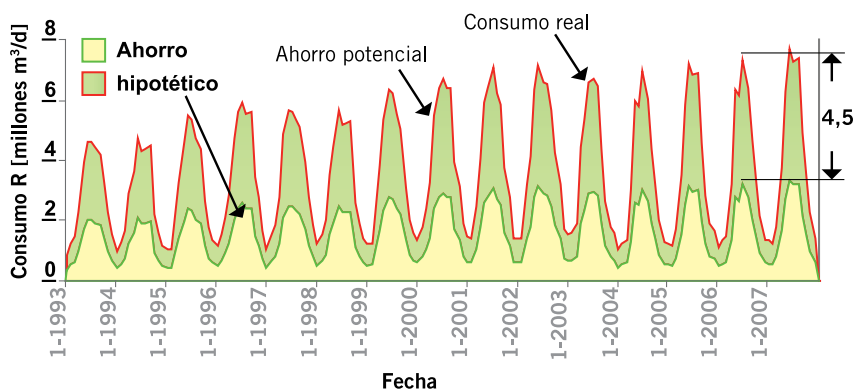


Figura 4. Variación de los consumos residenciales totales en la zona sur. La curva roja representa los consumos realmente observados. La curva que rodea el área amarilla (oscura) representa el consumo residencial de la zona sur, si esta región tuviese un consumo específico como el del resto del país, pero respetando sus escenarios térmicos reales. El área verde (superior) indica la magnitud del posible ahorro de gas, que sería de unos 4,5 millones de m^3 /día en los días más fríos.

na tiene un valor de unos $1,6 m^3$ /día y por usuario. Este consumo se atribuye a cocción y calentamiento de agua. Es posible estimar aproximadamente cómo se distribuye este consumo, que llamaremos consumo base. Éste se compone de alrededor de un tercio ($0,5 m^3$ /día) que se usa en cocción y otro tercio que se usa en calentamiento de agua. Los artefactos convencionales de calentamiento de agua, calefón o termotanque, tienen una llama piloto que los mantiene encendidos todo el tiempo. Estos pilotos tienen un consumo medio de unos $200 kcal/h$, es decir unos $4800 kcal/día$ equivalentes a $0,5 m^3/día$. Dado que en la Argentina hay aproximadamente 7 millones de usuarios residenciales, y cada uno de ellos tiene al menos un artefacto con piloto, resulta que el consumo de todos los pilotos es de al menos unos 3,5 millones de $m^3/día$. La energía de estos pilotos se disipa, principalmente en verano. Asimismo, en los calefones no tiene un uso energético.

La tecnología actual permite la fabricación de artefactos de gas que no usen pilotos, sino sistemas electrónicos de autoencendido de muy bajo consumo. Este tipo de encendido es común en muchos artefactos de gas que ya se usan en el país y muy difundido en Europa; además, su costo es del orden de unos 20 dólares. Por lo tanto, es razonable pensar que dicho volumen de gas usado para los pilotos se podría ahorrar en gran medida a través de un

plan de recambio de artefactos de calentamiento de agua o adecuación de los ya existentes. Asimismo, un plan de recambio de artefactos podría implementarse a través de un pago en cuotas realizado junto al pago de la factura de gas. Este método podría, en gran medida, simplificar y abaratar los costos de recambio. El plan de recambio podría asimismo incluir un aumento considerable en el rendimiento de los nuevos artefactos, que produciría aún más ahorro.

Conclusiones

El presente análisis indica que la posibilidad de modificar el actual esquema de subsidio del gas en la zona sur del país debe ser considerada cuidadosamente. Es posible modificar el esquema de subsidio sin necesidad de estimular el sobreconsumo observado. Por ejemplo, limitando el subsidio sólo a un monto consistente en un consumo racional de gas en cada zona y a los usuarios de bajos ingresos. Otra posibilidad sería bajar el límite de consumo de los usuarios R1 a aproximadamente $2000 m^3/año$, preservando las tarifas actuales sólo a este segmento de consumidores. A los usuarios R2 y R3 se les aplicaría una tarifa igual al valor promedio del resto del país. De este modo, es de esperar que las características de consumo en el sur se modifiquen, acercán-

dose a las del resto. Un esquema de este tipo permitiría lograr un ahorro importante de gas, cercano a los 4,5 millones de m^3 diarios; convertidos en potencia eléctrica, estos volúmenes podrían abastecer una central de ciclo combinado de aproximadamente 900 MW.

Un plan de mejoras en los rendimientos de los artefactos de calefacción, que incluya el reemplazo de los pilotos convencionales de encendido por sistemas electrónicos de bajo consumo, podría lograr ahorros del orden de unos 3,5 millones de m^3 diarios.

Finalmente, dado lo limitado de los recursos energéticos como el gas natural, sería conveniente cambiar el esquema de tarifa actual, que subsidia el consumo, por un esquema que subsidie el ahorro. Por ejemplo en el caso que se trata, una posibilidad sería otorgar un incentivo significativo en la facturación de gas durante un año, a aquellos usuarios que: a) hayan disminuido su consumo durante todo un año a valores consistentes con las metas pautadas; y b) hayan realizado mejoras en sus viviendas, según requerimientos previamente pautados, que conduzcan a un uso más eficiente de la calefacción. De este modo se premiaría el uso eficiente de la energía en lugar de premiar en sobreconsumo. ■

Referencias

1. S. Gil *et al.*, "Modelo de predicción de consumo de gas natural en la República Argentina", *Petrotecnia* XL, N°3, Sup. Tecn. 1,1 – Junio (1999).
2. S. Gil *et al.*, "Modelo generalizado de predicción de consumos de gas natural a mediano y corto plazo I", *Gas & Gas*, año IV, N° 48, 24-30 (2002) y IV, N° 49 (2002).
3. S. Gil *et al.*, "Generalized model of prediction of natural gas consumption", *Journal of Energy Resources Technology*, Journals of The American Association of Mechanical Engineers (ASME International), Jun. (2004).
4. Marco regulatorio del gas: ley 24.076 de la Nación Argentina, www.enargas.gov.ar

Concurso Universitario de la Industria del Petróleo y del Gas

Premio
"Dr. Roberto E. Cunningham"



En el marco de la **World Gas Conference 2009** el **Instituto Argentino del Petróleo y del Gas** convoca a participar del Concurso Universitario de la Industria del Petróleo y del Gas, Premio "Dr. Roberto E. Cunningham".

El concurso está destinado a estudiantes de las carreras universitarias de Ingeniería en Petróleo y/u otras carreras universitarias afines con la industria del petróleo y del gas que se dicten en Universidades de la República Argentina. Los participantes deberán estar cursando el anteúltimo o último año de la carrera.

**Cierre de inscripción
15 de abril de 2009**

mas información
011-5277-IAPG (4214)
concursowgc2009@iapg.org.ar
www.iapg.org.ar



El desafío de los biocombustibles

Por **Pablo Pereira**
Consultor de Accenture

Durante los últimos años y gracias a los incentivos gubernamentales y a la implementación de un marco regulatorio favorable, los biocombustibles están ganando impulso mundial como una fuente renovable y sustentable de combustible para el transporte.

Esta aprobación ha generado un nuevo mercado mundial con un gran potencial para convertirse en un mercado masivo. Sin embargo, existen dificultades políticas y prácticas para el desarrollo y hoy el futuro de los biocombustibles no presenta un rumbo claro.

Las preguntas clave que presenta el mercado son: ¿cuál es el potencial de crecimiento del mercado de los biocombustibles?, ¿a qué velocidad puede crecer este mercado?, y ¿cómo pueden integrarse los biocombustibles en la cadena de suministro de los combustibles actuales?

Para responder a estas preguntas, Accenture realizó durante el año 2008 un análisis comparativo de 20 países junto a entrevistas a los principales interesados a lo largo de toda la cadena de valor de los biocombustibles. El informe titulado "Biocombustibles, tiempo de transición: Cómo lograr un alto rendimiento en un mundo con creciente diversidad de combustibles", examina una serie de elementos clave de la demanda y tiene por objeto determinar como estos elementos darán soporte al futuro mercado mundial de los biocombustibles.

El escenario actual

La producción de biocombustibles será mayor a la esperada

Si bien el año 2007 fue difícil para el desarrollo de biocombustibles, se espera que en los próximos años la producción supere los pronósticos. Las difíciles condiciones del mercado se vieron reflejadas en el aumento de capacidad ociosa en los Estados Unidos, Europa y Brasil y se manifestaron en el aumento y la volatilidad en los precios de las materias primas y en la disminución en los precios de los productos. Sin embargo, el estudio sostiene que la producción de biocombustibles probablemente exceda las predicciones del Organismo Internacional de Energía que pronosticó 120 mil millones de litros de etanol y 23 mil millones de litros de biodiesel antes de 2020.

Se estima que la producción mundial crecerá entre un 10 y un 12% en el mediano plazo y América Latina cumple con todos los requisitos para ser protagonista de este crecimiento. La región cuenta con óptimas condiciones climáticas y de suelo para la producción de etanol, principalmente a base de soja y caña de azúcar, y la Argentina tiene la oportunidad de convertirse en uno de los mayores exportadores de la región.

Para que esto ocurra es fundamental que los gobiernos garanticen un sistema de incentivos que impulse la producción sostenible, así como el uso de materias primas y procesos que ayuden a reducir los gases del efecto *invernadero*.

Hay una serie de elementos que deben funcionar en forma integrada para permitir el desarrollo de este mercado: la materia prima, el marco regulatorio, la sensibilización y demanda de los consumidores –para que la demanda apoye el crecimiento de los biocombustibles, los beneficios para el medio ambiente deben ser claros–, la fabricación de vehículos que utilizan biocombustibles (OMSs, *Original Equipment Manufacturer*), la distribución –principalmente la integración de los biocombustibles dentro de la cadena de valor de los combustibles a través de empresas petroleras–, la infraestructura, los mercados financieros –con la liquidez y la magnitud necesaria para que

los productores y los consumidores aumenten sus operaciones y transacciones– y la tecnología. Cada uno de estos elementos sin los otros tiene un efecto limitado.

Algunas industrias del sector privado ya están considerando adoptar la utilización de biocombustibles

Las empresas de transporte de pasajeros son las que más presión reciben para demostrar su compromiso con la sustentabilidad. Es por eso que muchas compañías de transporte público vial y ferrocarril comenzaron a posicionarse ante los clientes como una alternativa “amigable con el medioambiente” frente a la utilización del auto o el avión como medios de transporte y para fortalecer esta diferencia están invirtiendo en la investigación de nuevos métodos para reducir sus emisiones. Los siguientes son algunos ejemplos de esto:

- En el año 2007 *Arriva* anunció sus primeras pruebas de biodiesel B20 –mezcla de un 80% de combustible diesel estándar con un 20% de biodiesel– en sus vehículos. El objetivo de *Arriva* es reducir sus emisiones de carbono en alrededor de un 14%. Los 75 vehículos que tiene

en el Reino Unido transportan alrededor de 130.000 pasajeros por semana.

- *FirstGroup* apoyó la introducción de B5 –95% de combustible diesel estándar con un 5% de biodiesel– a través de su flota del Reino Unido, en colaboración con BP, su proveedor de combustible. Actualmente realizan pruebas de biodiesel para sus flotas de ferrocarril del Reino Unido.
- *Stagecoach* es la primera empresa en probar B100 –biodiesel puro– en sus flotas del Reino Unido, en asociación con *Argent Energy*. Además, ofrece descuentos en viajes a los clientes que los proveen de aceite de cocina usado para el proyecto.
- *Veolia Environmental Services* anunció que está desarrollando su primer proyecto de biodiesel en Francia, con una planta en las afueras de París. Espera una producción de 60.000 toneladas de biodiesel por año que utilizará para su flota de transportes de recolección de residuos y para sus vehículos de transporte de pasajeros.
- *Virgin* puso en marcha en el Reino Unido el primer servicio de trenes a biodiesel en el año 2007.

El transporte de mercaderías es uno de los medios de transporte más

Potential Bioethanol Production Assuming All Sugar Exports are Converted to Ethanol

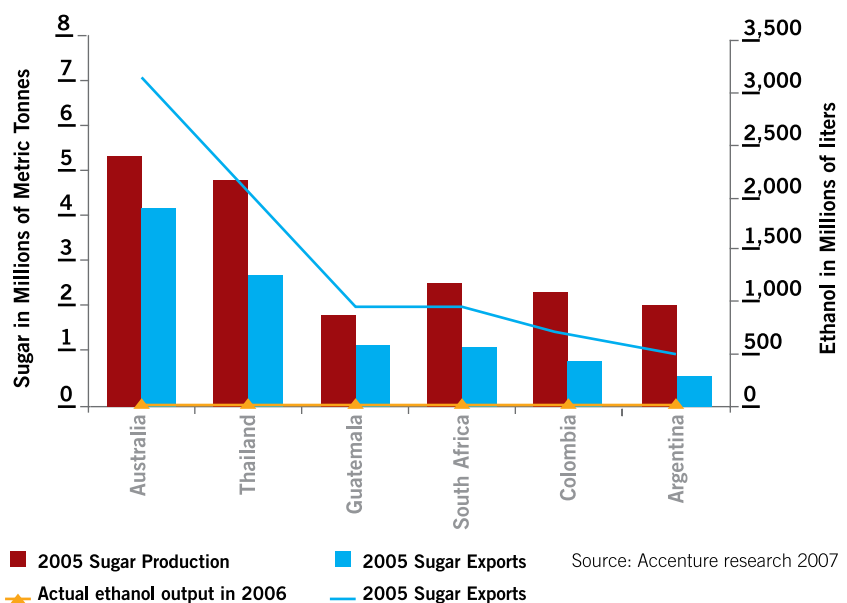
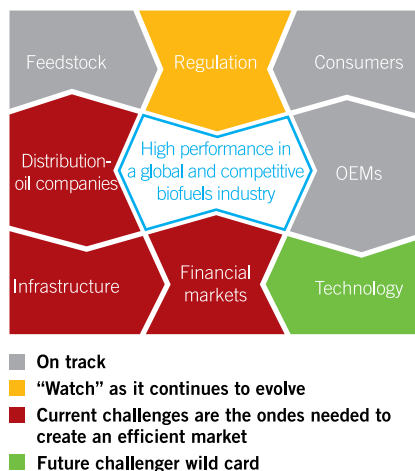


Figura 1.

Development is needed in some areas to create a truly global biofuels industry



Source: Accenture analysis

Figura 2.

grandes en casi todas las economías (por ejemplo, el gasto por transporte de mercaderías en los Estados Unidos se estima en más de 500 billones de dólares, de los cuales se calculan 400 billones de dólares en transporte mediante camiones de carga) y también es un mercado clave para los biocombustibles. Muchos de los grandes proveedores de logística ya están analizando la posibilidad de comenzar a utilizar biocombustibles, principalmente a base de aceite de cocina usado. Entre estas empresas se encuentran el Servicio Postal de los Estados Unidos –que opera una de las mayores flotas de vehículos de combustible alternativo del mundo, alrededor de 38.000 vehículos que son abastecidos con combustibles alternativos, incluyendo etanol y biodiesel–, Mc Donalds –a través de un acuerdo con Keystone, su distribuidora en el Reino Unido para la utilización de biodiesel hecho a partir del aceite de cocina utilizado en sus cadenas de *fast food*–, Linfox, TNT, J D Wetherspoon y SDL.

También han adherido a esta tendencia muchas empresas de comercio minorista, como Tesco y Safeway US. Esta última anunció en enero de 2008 el traspaso de toda su flota en Estados Unidos (mas de 1.000 camiones) a la utilización de biodiesel.

Incluso algunas compañías aéreas están comenzando a ver los biocom-

bustibles como una posible manera de reducir sus emisiones. Debido a que las propiedades físicas y químicas del combustible para aviones son diferentes a las de los combustibles para automóviles, este segmento no suele asociarse a los biocombustibles, a pesar de consumir más de 55 billones de galones de combustible por año. Actualmente, algunas compañías aéreas están analizando la posibilidad de cubrir entre el 5 y el 10% de sus necesidades de combustible con biocombustibles.

Los resultados del estudio

La creciente preocupación sobre el cambio climático y la seguridad energética, así como un marcado énfasis en las agriculturas locales, son actualmente algunas de las motivaciones más importantes para el desarrollo de biocombustibles. Si bien en términos de oferta y demanda, la mayoría de los elementos que permiten el desarrollo del mercado están dados, el apoyo de los gobiernos –a través de incentivos, regulaciones y normativas– y la inversión en infraestructura son un factor clave para el crecimiento de la actividad.

Si bien se espera que los gobiernos impulsen la sustentabilidad a través de las leyes y de un marco regulatorio adecuado, a menudo no brindan el soporte suficiente para hacerla posible.

En la mayoría de los países, el Estado tiene control o influencia en los servicios públicos –para muchos de los cuales se utiliza significativamente el transporte– como la educación, la salud, el manejo y reciclado de los residuos, el cuidado de parques, los servicios de emergencia y las fuerzas armadas. Actualmente, hay muchos ejemplos de países que incluyen regulaciones para incluir a los biocombustibles dentro estos servicios.

Los países que forman parte de una misma región tienen la oportunidad de nutrirse con los proyectos realizados en sus países vecinos y de compartir ideas, información y experiencias para lograr que las iniciativas para la adopción de biocombustibles sean efectivas. La Unión Europea, por ejemplo, está financiando varios programas de coordinación al respecto,

como Bio-NETT, Bioethanol for Sustainable Transport y Biofuels Cities.

En el año 2007, Accenture realizó su primer estudio sobre biocombustibles. Éste revelaba que las políticas adoptadas por los 20 países analizados en cuanto a producción, demanda e incentivos para invertir en infraestructura, entre otras variables, aún son heterogéneas. Si bien cada país evoluciona a distinta velocidad y por caminos diferentes, a largo plazo todos los países se mueven en la misma dirección, hacia la creación de un mercado global de suministro de biocombustibles.

La identificación de limitaciones y la inversión en infraestructura son factores fundamentales para lograr escala mundial

Aunque es claro que la evolución eficiente del mercado de los biocombustibles requiere de inversión en infraestructura que permita facilitar y apoyar el desarrollo a gran escala, es difícil justificar la inversión inicial cuando los retornos y el tamaño del mercado aún son inciertos.

En Brasil, por ejemplo, las fuentes de suministro de etanol se concentran lejos de la costa y de los puertos y continúan avanzando hacia la región central de Brasil. Aproximadamente el 60% de la producción actual de etanol, se encuentra dentro del área rural del estado de São Paulo, a 340 km del puerto de Santos, que es el principal puerto brasileño para las exportaciones de etanol. La disponibilidad de tierras en la región central así como la falta de inversiones suficientes para construir nuevas plantas de etanol, están impulsando continuamente a las fuentes de suministro hacia los estados de Mato Grosso Sul, Mato Grosso, Goiás y Minas Gerais, que se encuentran aproximadamente a 950 km de la costa. Esto significa que el 27% de las exportaciones deben viajar más de 500 km hasta llegar al puerto más cercano.

La infraestructura portuaria de Brasil también representa un importante desafío. El puerto de Santos concentra el 72% de las exportaciones de etanol, seguido de Paranaguá con el 15% y Maceió con el 7%. Esta distribución de la cadena de suministro brasileña genera una logística

ineficaz. Brasil aspira a ser uno de los principales mercados internacionales de etanol y por lo tanto necesita invertir en infraestructura para ganar competitividad.

En Estados Unidos la situación es diferente, la capacidad de producción de etanol está aumentando mucho más rápido de lo previsto. Una vez finalizadas las construcciones en curso, los Estados Unidos estarán en condiciones de suministrar más de 13 billones de galones de etanol, esto representa el 10% de la demanda nacional de gasolina. Este crecimiento sin precedentes se produce en un momento en que la capacidad logística enfrenta algunas limitaciones. Actualmente, el etanol se traslada desde los puntos de producción hacia las terminales de combustible a través de camiones cisterna (67%), vagones de trenes (30%) y transporte marítimo (3%); sin embargo, todas estas formas de transporte se encuentran cerca de su límite de capacidad.

En un intento por cubrir la creciente necesidad de distribución de etanol, la industria del transporte y la industria de construcción de gasoductos están desarrollando soluciones innovadoras. Para superar estas limitaciones técnicas en el corto plazo, una de las medidas posibles es la construcción de más terminales de distribución y comercialización de etanol en lugares estratégicos que garanticen una mejor distribución y al mismo tiempo permitan reducir los costos de envío.

Conclusiones

En el futuro habrá un mercado mucho más diverso de combustibles para el transporte

El advenimiento de los biocombustibles comprueba la tendencia a utilizar nuevas alternativas en el mercado de los combustibles, caracterizado por nuevos productos, nuevos actores y un escenario competitivo diferente. Mientras esto involu-

cra un gran cambio para la gasolina y el diesel, se espera que haya un rango más amplio de proveedores de productos y combustibles no fósiles, biocombustibles y nuevas tecnologías.

En cuanto a los biocombustibles, las tecnologías de primera generación como el etanol de caña de azúcar estarán acompañadas por las tecnologías de segunda generación, como etanol de celulosa y otros biocombus-

tibles que se encuentran en desarrollo como el butanol. La primera y la segunda generación de biocombustibles se utilizarán paralelamente durante un número limitado de años.

Luego, nuevas tecnologías como la tercera generación de biocombustibles –como las ciencias no agrícolas como el biodiesel de algas–, el transporte eléctrico y los combustibles basados en hidrógeno llegarán y



EMPRESA ARGENTINA DE SERVICIOS
PARA LA INDUSTRIA DEL PETROLEO Y EL GAS.

www.geolog.com.ar

Esmeralda 1080 Piso 5º Buenos Aires (C1007ABN) Tel: (54) 11- 4312-9393 - Argentina.

Current patchwork of international biofuels support policies

| | Ethanol | | | | | Ethanol | | | | | | |
|----------------|------------|------|--------|---------|-------|-------------|------------|------|--------|---------|-------|-------------|
| | Incentives | | | Mandate | | Enforcement | Incentives | | | Mandate | | Enforcement |
| | Prod. | Cap. | Infra. | Targ. | Mand. | | Prod. | Cap. | Infra. | Targ. | Mand. | |
| Argentina | Yes | No | No | No | Yes | No | Yes | No | No | No | No | |
| Australia | Yes | Yes | Yes | Yes | No | No | Yes | No | No | No | No | |
| Austria | Yes | No | No | No | Yes | No | Yes | No | No | No | No | |
| Brazil | Yes | Yes | Yes | No | Yes | Yes | Yes | No | No | No | Yes | |
| China | Yes | No | Yes | No | Yes | No | Yes | No | No | No | No | |
| France | Yes | No | No | No | Yes | No | Yes | No | No | No | No | |
| Germany | Yes | No | No | No | Yes | No | Yes | No | No | Yes | Yes | |
| India | No | No | No | No | Yes | No | Yes | No | Yes | No | No | |
| Italy | Yes | No | No | No | Yes | No | Yes | No | No | Yes | No | |
| Japan | Yes | No | No | Yes | No | No | No | Yes | No | No | No | |
| Nigeria | Yes | No | No | No | No | No | No | No | No | No | No | |
| Poland | Yes | No | No | No | Yes | No | Yes | No | No | Yes | No | |
| Slovakia | Yes | No | No | No | Yes | No | Yes | No | No | Yes | No | |
| South Africa | Yes | Yes | Yes | Yes | No | No | Yes | Yes | Yes | No | No | |
| Spain | Yes | No | No | No | Yes | No | Yes | No | No | Yes | No | |
| Sweden | Yes | No | Yes | No | Yes | No | Yes | No | No | Yes | No | |
| Thailand | Yes | Yes | Yes | Yes | No | Yes | Yes | Yes | Yes | No | Yes | |
| Ukraine | Yes | Yes | No | Yes | No | No | Yes | No | No | No | No | |
| United Kingdom | Yes | Yes | Yes | No | Yes | Yes | Yes | Yes | Yes | Yes | Yes | |
| United States | Yes | Yes | Yes | No | Yes | No | Yes | Yes | Yes | Yes | No | |

■ Yes ■ No

Key:

Incentives: Prod. - Product incentive Cap. - Capital grants, infra. - Supply chain/demand infrastructure grants

Mandate: targ. - Production target. Mand. - Blending mandate

Enforcement - Clear policy statement or financial penalty for noncompliance

Source: Accenture research

desafiarán a los biocombustibles, impulsadas por el esfuerzo para limitar la doble problemática del cambio climático y la seguridad energética. Estas tecnologías son fundamentales para la futura diversidad en los combustibles de transporte. El advenimiento de los vehículos híbridos *plugged in* (vehículos que pueden alternar entre dos fuentes de energía, principalmente petróleo y electricidad) y otros combustibles fósiles o no fósiles, pueden atraer a empresas de servicios públicos así como a otros nuevos competidores al mercado de los combustibles.

De acuerdo con las conclusiones del estudio, el mercado de biocombustibles cuenta con los próximos 10 años para consolidarse como una industria global y eficiente antes de competir con las nuevas generaciones de biocombustibles.

Acerca del estudio

El estudio abarca varios elementos de la industria de los biocombustibles –incluyendo consumidores, fabricantes de equipos originales, distribución e infraestructura, mercados financieros y tecnología– e intenta vislumbrar las futuras escalas de tiempo, la dinámica y los ejes de la demanda. Es el segundo estudio de Accenture, que sigue a uno realizado en septiembre de 2007 que compara mercados de bioetanol y biodiesel en 20 países. El nuevo estudio está basado en entrevistas a consumidores, profesionales de las industrias de automóviles y aerolíneas, proveedores de infraestructura de transporte e influenciadores y reguladores que participan en las legislaciones más innovadoras. ■

Si está interesado en obtener el estudio completo envíe un e-mail a

maria.jose.sanchez@accenture.com. Para más información: www.accenture.com.

Pablo Pereira es gerente experimentado del Grupo de Supply Chain management, con focalización en la industria de Oil & Gas. Ha desarrollado su mayor experiencia en la integración de procesos de producción, abastecimientos y mantenimiento. Sus trabajos de consultoría incluyen las mayores compañías de Oil & Gas de América Latina, como Argentina, Brasil, Venezuela, México, y adicionalmente Estados Unidos y Nigeria. Se desempeña en el área de consultoría de Accenture desde hace 11 años y anteriormente desarrolló experiencia en compañías de ingeniería de control de procesos industriales. Es ingeniero electrónico graduado en la Universidad de Buenos Aires, con numerosos cursos de especialización en Estados Unidos, Alemania, Brasil y Argentina.



MENDOZA

1 AL 4 DE NOVIEMBRE 2009

I^{ER} CONGRESO LATINOAMERICANO DE REFINACIÓN

**Fecha límite de envío de sinopsis:
31 de marzo de 2009**

**Fecha límite del envío de los trabajos:
30 de junio de 2009**



INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS





Biblioteca IAPG Alejandro Ángel Bulgheroni

Información con valor agregado para la industria de los hidrocarburos

Por **Eugenia Stratta**
Biblioteca del IAPG

Como institución mediadora entre generadores y consumidores de información, una biblioteca debe seleccionar, organizar y distribuir conocimientos. Una de sus funciones primordiales es valorizar las fuentes primarias de información, integrándolas en una colección estructurada y ofreciendo herramientas que optimicen el acceso a sus contenidos.

La Biblioteca del IAPG ofrece servicios de información que, Internet mediante, están a disposición de quienes participan de la industria de los hidrocarburos en cualquier rincón del país, sin restricciones de tiempo ni lugar. En la década pasada, esta realidad era tan sólo una aspiración que empezó a concretarse hace ocho años, en abril de 2001, cuando se puso en marcha el *Proyecto Biblioteca Virtual*. Su planificación se había iniciado dos años antes, contando para ello con el asesoramiento del NAIT (Northern Alberta Institute of Technology) en el marco de un programa de la CIDA (Canadian International Development Agency) denominado Southern Cone Technology Transfer. Una valiosa colaboración de la Fundación Alejandro Ángel Bulgheroni Botto, que permitió superar los problemas de financiamiento que habían frustrado proyectos similares, hizo posible su desarrollo.

El *Proyecto Biblioteca Virtual* se concretó en un contexto marcado por la conjunción de dos situaciones a las que era necesario hacer frente: la demanda de información de una industria que había experimentado una profunda transformación y la adaptación a las nuevas funciones que el desarrollo de la tecnología de la información imponía.

En los años 90, cuando los costos hicieron sustentable la utilización de software de bases de datos aplicable a PC, las bibliotecas adoptaron nuevos sistemas de gestión. Paralelamente, el desarrollo de Internet generó una oferta desmesurada de información que las obligó a seguir cumpliendo con sus funciones tradicionales –recopilar, organizar y distribuir fuentes de conocimiento– y asumir otras nuevas. Su desafío es ahora ejercer una función mediadora entre generadores y consumidores de información, tratando de seleccionar contenidos que resulten de interés dentro del campo del conocimiento en el que actúan, para darlos a conocer en forma ordenada y coherente por canales de comunicación interactivos.

En ese momento la Biblioteca contaba con un fondo bibliográfico valioso pero insuficiente y además no disponía de las herramientas tecnológicas adecuadas para responder a los requerimientos de información. La disyuntiva era transformarse o convertirse en un obsoleto reservorio de bibliografía. El IAPG decidió asumir esos desafíos adoptando un nuevo sistema de gestión que implicó a todas las actividades de la biblioteca, abarcando tanto a la selección y adquisición de materiales como al procesamiento técnico de la bibliografía ingresada y a la prestación de servicios. El objetivo propuesto era y sigue siendo asegurar, en la medida de lo posible, la disponibilidad de recursos bibliográficos coherentemente organizados para satisfacer las demandas de información.

El eje del trabajo estuvo en el proceso de digitalización destinado a elaborar la Base de Datos Bibliográfica (BDB) que incluye referencias de los documentos disponibles en la Biblioteca y de una Biblioteca Virtual que, además de las referencias, contiene el texto completo de los documentos catalogados, permitiendo su consulta inmediata.

La materialización de Proyecto exigió el desarrollo de las siguientes actividades:

- Catalogar y clasificar documentos impresos o digitales (libros, normas técnicas, diccionarios, cartografía, artículos de revistas, publicaciones de congresos,

informes estadísticos y otros).

- Digitalizar documentos para publicar sus textos completos.
- Incorporar nuevas fuentes de información publicadas en soportes no tradicionales.
- Seleccionar e indexar información disponible en Internet.
- Desarrollar un módulo de consulta *online*.

El valor agregado de una biblioteca digital

Un trabajo contra reloj destinado a cumplir en tiempo y forma con los compromisos asumidos frente a las instituciones cooperantes, permite hoy ofrecer para consulta *online* una Base de Datos Bibliográfica (BDB), que contiene 44.200 registros correspondientes a los documentos antes mencionados, y una Biblioteca Virtual con acceso directo a textos completos de más de 4.500 de esos documentos. Cabe aclarar que las limitaciones en la inclusión de textos completos no están relacionadas con problemas tecnológicos o financieros, sino con la imposibilidad de reproducir y difundir documentos cuya propiedad intelectual no pertenece al IAPG.

Las cifras expuestas resultan alentadoras pero no suficientes para valorizar beneficios que van más allá de la cantidad de documentos catalogados y aun de la calidad individual de cada uno de ellos. Una base de datos es mucho más que un catálogo o un fichero digitalizado donde se acumulan registros; es un instrumento eficaz para clasificar y sistematizar las fuentes de información, facilitando el acceso a sus contenidos. Una fuente primaria se valoriza cuando está integrada dentro de una colección estructurada para permitir, a través de una consulta coherente, la recuperación de sus contenidos.

Para que este valor agregado fuera real, la planificación y el desarrollo del Proyecto tuvo en cuenta que las posibilidades ofrecidas por la tecnología informática deben aplicarse, no tanto en función de la aceleración que esa tecnología permite, sino como un medio para potenciar la calidad de sus servicios. La digitalización de los catálogos no se concibió sólo como un modo de simplificar la





catalogación o la búsqueda de información, sino como una herramienta para optimizar integralmente los servicios. La aplicación de estos conceptos se tradujo en

- la estructuración de una base de datos dinámica, posible de ser modificada para responder a nuevas realidades o para corregir puntos débiles;
- el diseño de los módulos de consulta *online* amigables con el usuario y capaces de expresar claramente el alcance de los servicios ofrecidos;
- la elección de un software capaz de procesar documentos muy diversos y con las funcionalidades necesarias para hacer modificaciones que impliquen bajas o nulas erogaciones adicionales.

Los servicios y sus beneficiarios

Desde hace ocho años los servicios *online* llevan la información a todas las regiones de nuestro país donde desarrolla sus actividades la industria de los hidrocarburos y también al resto del mundo. El sitio web de consulta bibliográfica permite realizar búsquedas simples o avanzadas en la Base de Datos y en la Biblioteca Virtual, así como consultas específicas a colecciones de revistas y trabajos presentados a congresos. Finalmente, ofrece accesos directos a otras bibliotecas virtuales y a medios de comunicación digital.

En noviembre de 2001 se publicó por primera vez un módulo de consulta *online* y desde entonces hasta la actua-

lidad el sitio web de la Biblioteca recibió más de 70.000 visitas provenientes de la Argentina (79%), de otros países de América Latina (12%), de Estados Unidos y Canadá (3%), de países europeos (2%) y del resto del mundo (4%).

La Biblioteca del IAPG tiene una historia previa a Internet. Siempre se atendieron consultas directas y servicios de referencia (asesoramiento en las búsquedas temáticas) que, contrariamente a lo que puede suponerse, se multiplicaron a partir de la implementación de los servicios *online*. Estas consultas pueden ser *in situ* o a distancia, en este caso realizadas por teléfono o correo electrónico. No se trata de dos servicios paralelos sino complementarios entre sí.

En este caso tampoco hay que guiarse por cifras. Su especialización en un campo restringido del conocimiento pone un techo a la cantidad de usuarios potenciales. La evaluación de los servicios prestados debe tener en cuenta en primer término las características de las consultas realizadas por los profesionales de la industria. Una parte de ellas está destinada a estudiar o profundizar los conocimientos sobre un tema determinado y no tiene apremios, pero la mayoría se enfoca a la resolución de problemas operativos surgidos en la actividad industrial y se plantea como urgente, exigiendo celeridad y precisión por parte del personal de Biblioteca.

El segundo elemento a tener en cuenta en la evaluación de los servicios se relaciona con la complejidad de las tecnologías aplicadas a la industria petrolera. Difícilmente una consulta pueda resolverse con una sola fuente; casi siempre es necesario relacionar documentos entre sí, realizando búsquedas "encadenadas". Estos casos son los que ponen a prueba la calidad del trabajo realizado durante la carga de la base de datos y la capacidad de ésta para devolver, como respuesta a una consulta específica, un conjunto orgánico de recursos destinados a satisfacerla.

Todos los servicios que presta la Biblioteca están destinados a poner el fondo bibliográfico al servicio de

- las Comisiones Técnicas del IAPG,
- los instructores y alumnos de los cursos de capacitación,
- los socios personales,
- las empresas asociadas con todo su staff,
- otras instituciones del sector energético.

En esta enumeración estamos hablando de personas que desarrollan actividades dentro del sector energético, pero los beneficios alcanzan también a los potenciales protagonistas de la industria, a quienes se están formando para trabajar tarde o temprano en empresas del sector. Estudiantes de grado y postgrado de las carreras de ingeniería en sus diversas ramas y, en menor medida, de otras carreras como derecho, economía o administración utilizan la Biblioteca. Su atención no requiere de inversiones o gastos adicionales porque no se adquieren materiales específicos para responder a sus consultas. Las adquisiciones bibliográficas atienden siempre a las necesidades de la industria. Esta participación indirecta en el proceso de formación de profesionales universitarios confiere a la Biblioteca un valor adicional.

Si hablamos de valores podríamos apuntar que el mayor de ellos reside en el carácter particular de la Biblioteca del IAPG como única biblioteca argentina especializada en tecnología del petróleo y del gas, abierta al público. ■



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



Comisión de Seguridad y Salud Ocupacional,

un ámbito con gran valor agregado para la seguridad de las empresas

Por **Norma Panelli**
 Presidente Comisión de Seguridad y Salud Ocupacional

Ninguna empresa puede permanecer ajena a la importancia de la seguridad y salud ocupacional de trabajadores propios y contratistas.

Los enormes progresos en temas de gestión de calidad y la comprensión de la relevancia del capital humano hacen impensable por estos días no considerar estos aspectos en todo proyecto, labor o proceso y la resolución de la emergencia.

En la práctica, el hombre, aun trabajando con equipos, elementos mecánicos, tecnología, etc., cada vez más “se-

guros”, sigue imprimiendo su impronta: su capacidad, su pensamiento y fundamentalmente su conducta, es lo que da vida a esos elementos.

Quizá uno de los paradigmas más significativos en el ámbito de la seguridad y salud ocupacional sea la conducta del hombre. A pesar de que desde los estudios de Bird en los albores del siglo pasado se conoce el peso que tiene lo conductual sobre las causas de los incidentes, configura aún esta premisa uno de los retos más interesantes para los que trabajamos en este tema.

Nuestras industrias, que presentan firmes programas, gestiones relevantes, estadísticas de incidentes mucho más halagüeñas que en otros ramos, tienden a la excelencia total. En ese aspecto hay un ámbito de reunión muy adecuado dentro del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, la Comisión de Seguridad y Salud Ocupacional.

Lunes por medio este ámbito recibe la representación de expertos en la materia de muchas empresas para proponer y discutir temas que sean de gran valor agregado para cada una de éstas.

Dentro de los trabajos de la Comisión realizados durante 2008 y que seguirán durante 2009 está el de revisar y revitalizar las estadísticas de accidentes de las compañías, no sólo para su presentación con el fin de participar en el Premio Seguridad, acordado anualmente por el IAPG, sino para continuar mejorándolas y que su comparativa sirva como herramienta para las gerencias. Para ello, se creó la subcomisión de Estadísticas de Accidentes, liderada por Leandro Doglio (Pluspetrol) y Alberto

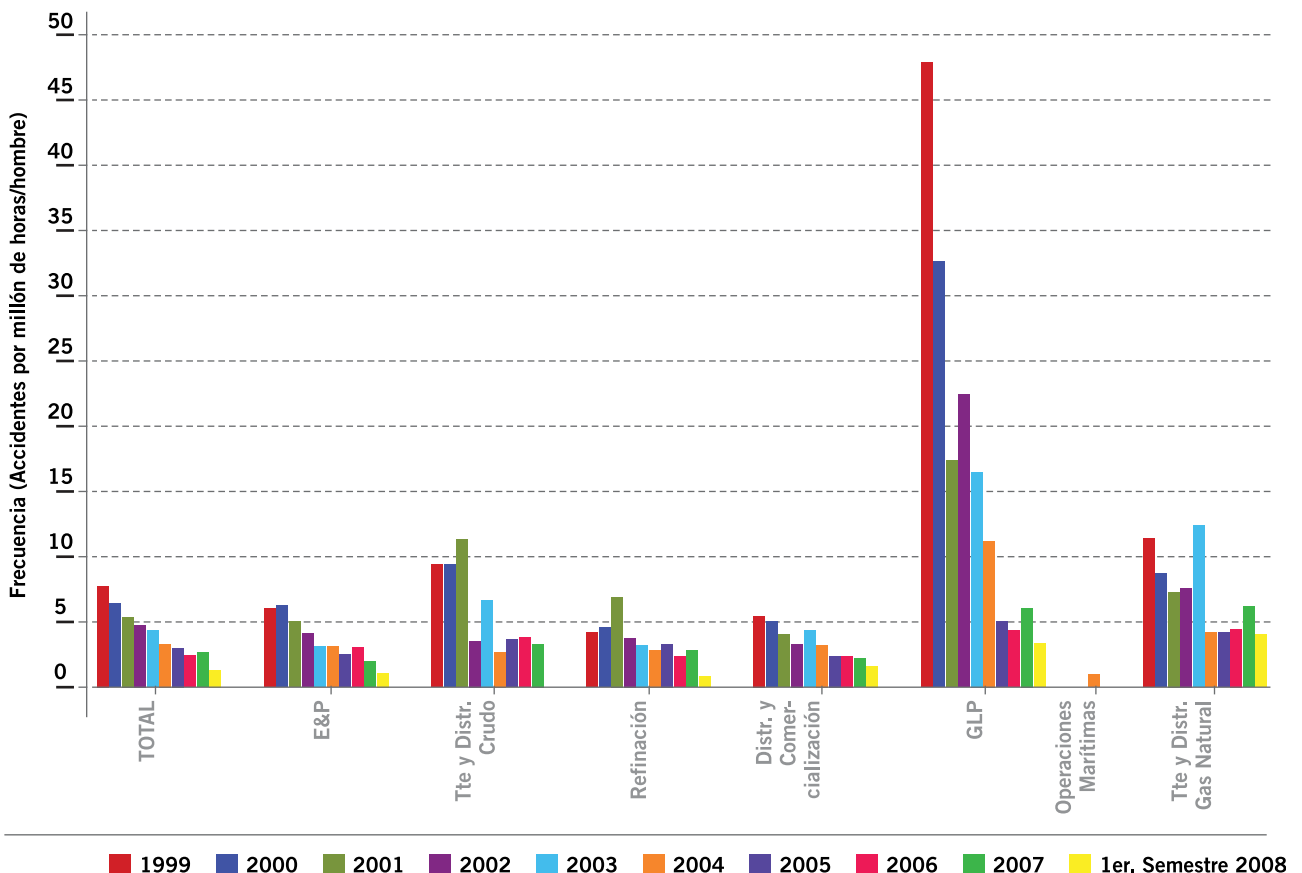
Andrade (AESAs). En la página web del Instituto se encuentra la información actualizada hasta el primer semestre de 2008. Dentro de las actividades que se realizan en este ámbito, están las charlas abiertas sobre temas de interés para los integrantes de la Comisión; este año, se presentaron aspectos de la actualización en OSHA (sobre registros de incidentes)¹, a cargo del Dr. Roberto Cianis, médico director de la Empresa ESSO PA SRL; además, se contó con uno de los mejores emergentólogos del país, el Dr. Osvaldo Rois, quien expuso sobre la problemática, especialmente de las empresas del *upstream* donde las distancias para resolver una emergencia médica inciden mucho sobre el desarrollo adecuado de las acciones. Cabe destacar, también, las presentaciones del Dr. Carlos Gotelli (CIQUIME), “GRE2008 – Guía de respuestas a emergencias”; la del FUSAT sobre “Prevención de adicciones”, realizada por Fabiana M. Di Santo y Ana María Rossaroli, y la de TARGET, “Proyecto Seguridad para todos”, presentada por la Lic. Valeria Pagniez y Juan Pablo Lazzano.

La Comisión siguió con su política de compartir con las Seccionales del IAPG (a través de teleconferencias) los temarios anuales para discusión. En diciembre pasado, la actividad fue compartida con la Seccional Sur con la presencia de su presidente, Mariano Ferrari, quien sin duda con su asistencia reafirmó el compromiso gerencial hacia la seguridad.

Los temarios de este año estarán concentrados (aunque no son excluyentes) en:

- Organización del Congreso de 2010, que se realizará del 24 al 27 de agosto en Salta.

Frecuencia de accidentes laborales con días perdidos + fatales. Empresas operadoras en diversas áreas (personal propio + contratistas)



- Culminación del proceso de la nueva fórmula de estadísticas y su presentación.
- Actividad de capacitación y coordinación con aquellas personas de las empresas que envían las estadísticas con el objetivo de unificar criterios.
- Realización de un seminario corto con la presencia de expertos, sobre “Lineamientos sobre carrozado – jaulas – extras en camionetas y manejo de vehículos cuatro por cuatro”.

Nuestra misión de aunar, compartir, discernir las mejores prácticas, informar y formar (educar) no se puede lograr sin la participación de todos. Aprovecho, pues, el espacio para alentar a todas aquellas empresas que aún no participan en forma activa de la Comisión a que lo hagan, y a los asiduos colaboradores a que sigan haciéndolo con tanto compromiso como hasta el presente. Encontrarán un espacio adecuado, amplio, de consenso para actividades que dan un gran valor agregado para la seguridad y salud ocupacional de nuestras empresas.

El liderazgo y compromiso gerencial con la seguridad

Por **Mariano Ferrari de Ilzarbe**

La seguridad como concepto se presenta como una temática general, amplia, pero a la vez profunda. El caso que se toma como ejemplo en esta oportunidad es la experiencia de YPF en Comodoro Rivadavia, expresada por Mariano Ferrari, director de YPF en la Unidad de Negocios Argentina Sur, que se refiere al liderazgo y compromiso gerencial con la seguridad.

En la industria del petróleo y gas, la definición de seguridad es amplia y consensuada para el *downstream*, *midstream* y *upstream*; sin embargo, en cada una de estas etapas de la industria varían los riesgos y potenciales pérdidas / consecuencias, la definición e implementación de acciones correctivas y preventivas para mitigar estos riesgos y los sistemas de control gerencial.

En este sentido, dentro del *upstream* en la Argentina, podemos destacar como áreas primordiales de foco a la seguridad vial y a la manipulación y levantamiento de objetos.

El compromiso con la seguridad no es sólo individual sino también “corporativo”. Todas las empresas deben tener y comunicar claras políticas de seguridad que involucren a todos sus *stakeholders*. El compromiso de una empresa para con la seguridad radica en dar el ejemplo, con las acciones y con las conductas de sus directivos, empleados y contratistas, en cada rama de la industria con la que se relacione. También debe estar respaldada y contemplada en todas las políticas, normas y procedimientos de cada proceso, pasando del concepto a la vida real, de manera de no caer en las consecuencias que trae aparejado el hecho de teorizar: hablar mucho y hacer poco.

Desde el punto de vista de la Exploración & Producción, no tenemos dudas de que el mayor riesgo existente es el inherente al transporte vehicular de pasajeros y carga (seguridad vial). En la Cuenca del Golfo San Jorge, la industria reconoce las habilidades de manejo, el moni-

torio continuo y la capacitación en conducción defensiva como pilares fundamentales para evitar pérdidas y fatalidades. El compromiso gerencial se demuestra en el sostenimiento continuo de estos pilares y la definición e implementación de muchas otras acciones que apuntan a mitigar los riesgos vinculados con la seguridad vial.

Otro tema de preocupación en E&P es el desempeño de las empresas de equipos de torre, referido a la manipulación y al levantamiento de objetos y al uso y abuso de alcohol y drogas como psicofármacos. El reajuste del contenido de las capacitaciones contempla estos puntos, de manera de lograr comunicar políticas y hechos que resuelvan la problemática identificada.

Podemos observar que el 98% de los accidentes tiene su origen en el accionar humano y por fallas en la toma de decisiones, basadas en la ignorancia o en la impericia y en la falta de capacitación. No puede culparse solamente a uno de estos factores, ya que pueden verse accidentes de todo tipo, hasta incluso por “sobrecapacitación”. ¿Por qué la gente que ha sido capacitada tiene accidentes? Aquí comienza a jugar un factor mental o psicológico que preocupa y que es necesario continuar analizando. Una misma persona que usa el cinturón de seguridad en un auto de la empresa, cuando sale de ella y utiliza su propio vehículo no tiene en cuenta esta medida de seguridad o no exige que su familia la lleve adelante. El mismo dilema se aplica para la velocidad. El comportamiento humano es así de complejo y a veces no se alinea con los conocimientos que se obtienen en una capacitación.

El compromiso gerencial y el liderazgo son dos conceptos asociados. Una definición común de liderazgo es la que implica “dar el ejemplo”, mostrar con acciones lo que se plantea en palabras.

La cultura de la seguridad debe ser entendida, practicada y difundida por todos los empleados y contratistas, como parte de un estilo de vida 24/7 (que debe ponerse en práctica 24 horas al día, 7 días a la semana).

Un líder en seguridad es el que está convencido de que los eventos no planificados (accidentes y problemas de calidad) resultan de fallas en los sistemas de gestión y son todos prevenibles.

Tanto de cada accidente, de los cuasiaccidentes (Near Miss) como de las observaciones preventivas de trabajo, deben claramente identificarse los comportamientos humanos individuales o grupales no deseados y que requieren ser reforzados o desalentados. El reconocimiento de las buenas acciones e iniciativas siempre es un valioso mecanismo para reforzar y difundir comportamientos y actitudes.

Existen tres conceptos de gestión y liderazgo en seguridad que todos los líderes deben activamente practicar:

- a) El liderazgo comienza con cada uno. No se delega.
- b) Tu gente alcanzará el desempeño de seguridad que creen/entienden que tú quieres.
- c) Tu equipo trabajará en seguridad si tú trabajas en seguridad y no sólo si hablas sobre seguridad. ■

Notas

- 1 Si bien todas las empresas petroleras cumplen con la presentación de sus registros según la legislación actual –2457– muchas, para su clasificación interna, toman normas como las de OSHA.



Julio Horacio Casas

Un apasionado de la industria

Por *Maríel S. Palomeque*

Podría decirse que, a pesar de haberse recibido como geólogo, Julio Horacio Casas nunca dejó de estudiar. Como lo indica en “Bolilla uno”¹, un relato escrito por él mismo acerca de su vida, “todos los programas de estudio empiezan con la bolilla uno, que es la introducción a la materia o, lo que sería más o menos lo mismo, lo que lo proyecta a uno en una actividad nueva. Yo empecé varias veces la bolilla uno en la materia del petróleo”. Se presenta diciendo que nació cerca de Laspiur, en un pueblito de Córdoba, pero que a sus once años tuvo que abandonarlo para poder hacer el secundario. Afirma que siempre quiso ser geólogo y que, si tuviera que volver a empezar, elegiría una vez más esta profesión. Cuenta que a su señora, Zulema, la conoció en la pensión en la que se alojaba cuando estudiaba, pero que la “tuvo que dejar esperando tres años” mientras él daba sus primeros pasos profesionales en el Sur.

Se diplomó como geólogo y rindió su tesis doctoral de Ciencias Naturales a fines del año 1950 en la Universidad de Córdoba. Ingresó a YPF en 1951 y toda su carrera profesional, o al menos la mayor parte de ella, se desarrolló en esta compañía. Mientras se desempeñaba como jefe de Trabajos Prácticos de la cátedra de Geología General se le presentó la oportunidad de ingresar a YPF, empresa a la que se había vinculado como becario en trabajos de campo en Mendoza entre los años 1946 y 1947. Destinado a la Comisión de Sísmica número 32, con asiento en Manantiales Behr, llegó a Comodoro Rivadavia. "Ingresé con categoría 8 y con el número de legajo 2351, que aún conservo como recuerdo aunque ya no esté más en la empresa. Si bien empecé como técnico, quisiera agradecer a los ingenieros de Geofísica que siempre me consideraron y me dieron el lugar correspondiente a un profesional", agrega.

Aunque en la Universidad no se había preparado para estas actividades, emprendió el camino. Sus primeras tareas fueron tender cables y conectar geófonos en las picadas sísmicas, transportar explosivos y cargar los pozos para las detonaciones y la operación y registros con el sismógrafo. Cuando ya había comenzado a interpretar los registros, lo trasladaron a Holdich, a la Comisión de Gravimétrica y Magnetométrica número 27, en reemplazo del jefe de comisión que tomaría vacaciones por el nacimiento de su hija. Durante esta nueva etapa, Casas pasó por diversas tareas. En estos métodos geofísicos era fundamental la parte topográfica, ya que la planimetría y la altimetría dependían en gran parte de la confiabilidad de los registros posteriores. Las mediciones de la gravedad y el magnetismo se realizaban en estaciones que correspondían a cada vértice de los cuadrados de un kilómetro de lado y en polígonos que cubrían superficies de 50 a 100 km². Cada una de estas estaciones debía reflejar datos con la mayor precisión posible, ya que cada medida podía variar a causa de las fuerzas telúricas que existen por naturaleza en la corteza terrestre. Aunque estas labores eran las más delicadas, también eran las más rutinarias, por lo que los errores solían ser normales y bastante difíciles de corregir.

Finalmente, después de dos años de experiencia en geofísica, pudo ejercer la profesión para la que se había preparado en la Universidad. Fue designado geólogo

ayudante de la Comisión de Geología número 1, con asiento en Colonia Sarmiento, al Oeste de Comodoro Rivadavia. Relata: "Una comisión de geología estaba compuesta por un geólogo jefe, un ayudante, dos choferes, un cocinero, uno o dos mineros y uno o dos caballerizos. El personal de maestranza, si bien era en general de un bajo nivel cultural, poseía grandes valores humanos. Eran simples y honestos, con una gran experiencia obtenida de la vida dura, adquirida en los rigores del campo y en los lugares inhóspitos, adaptados a modos de vida y costumbres lugareñas que los hacían, a su modo, filósofos de las cosas simples. De ellos aprendí a tener una visión particular de la vida".

Con esta gente convivió en carpas de lona, calientes en verano y frías en invierno, disfrutando de sus constantes anécdotas y situaciones jocosas que hacían más llevadera la vida en el campo. Las comisiones se instalaban en estancias o poblaciones próximas a los lugares de trabajo. En algún galpón prestado se acomodaba la cocina-comedor y cerca de ella las carpas geológicas. Según el tipo de relevamiento que se estuviera realizando, estos asentamientos podían durar un mes o una semana.

Luego de un año lo nombraron jefe de la Comisión Geológica número 3 con asiento en Puerto Deseado (seis meses) y luego en Piedra Buena (tres años) para efectuar relevamientos al oeste de San Julián y en la zona de Tres Lagos-Lago Cardiel, respectivamente. "En aquella época las herramientas de trabajo de un geólogo de superficie eran la brújula, el martillo, la lupa y la Plancheta Gurley, que permitían hacer simultáneamente los mapas geológicos y topográficos. Aquí me sirvió la experiencia adquirida con anterioridad en topografía, de modo que pude implementar mejoras. Una de las tareas consistía en medir espesores de las formaciones en diferentes posiciones de la cuenca. A tal efecto se realizaban perfiles con poligonales abiertas. En cada uno de los puntos seleccionados se hacían descripciones petrográficas y se tomaba el rumbo y el buzamiento de los estratos con brújula, esto requería de mucha habilidad, sobre todo en ángulos de inclinación pequeña. Para minimizar los errores introduce el relevamiento de perfiles zonales que, aunque llevaban más tiempo, mejoraban la exactitud de las mediciones", explica.



Momentos con sus compañeros en la Patagonia y en Córdoba



Su mujer, Zulema Spertino



Nueve de sus dieciséis nietos

Para el levantamiento de detalle de afloramientos aislados y dispersos en grandes áreas, Casas utilizó por primera vez en YPF el recurso de un relevamiento previo en escala 1:100.000 con planchetas cuadrículadas con coordenadas de Gauss-Krueger. En estas planchetas se ubicaban, con la mayor precisión posible, dos puntos situados estratégicamente en las inmediaciones de cada afloramiento, que luego serían utilizadas como base para levantamiento de detalle en escala 1:10.000. Mediante este procedimiento, se evitaba la medición de bases para cada afloramiento y las poligonales vinculadas.

En el año 1959, cuando había sido trasladado a la Cuenca de Ñirihuau, con asiento en Bariloche, fue destinado imprevistamente al Flanco Sur de la Cuenca del Golfo San Jorge con asiento en Cañadón Seco, para colaborar con las tareas de subsuelo generadas como consecuencia del denominado "boom petrolero". Terminaban así sus ocho años de exploración de campo y se iniciaron 19 años que culminarían en la Dirección de Producción. Durante los tres primeros años de su permanencia en Cañadón Seco se perforaron y se terminaron 3600 pozos, algo más de tres pozos por día, lo que constituyó un récord mundial de actividad petrolera en una misma cuenca sedimentaria. Cuenta que, como siempre se había desempeñado en la exploración de superficie, tuvo que aprender sobre geología del subsuelo, control geológico de pozos, perfilajes, terminación y reparación de pozos, perforación, producción e ingeniería de reservorios. Paralelamente, se instruyó en todo lo referido a perfilaje de pozos de avanzada, perforación, producción de gas y de petróleo. Agrega: "Después de analizar los perfiles registrados en más de mil pozos, llegué a desarrollar una fórmula de cálculos empírica, cuyos porcentajes de aciertos llegaron a ser muy superiores a los que tradicionalmente se obtenían mediante métodos convencionales".

De esta manera, a su anterior "etapa de exploración" le sumó nuevos conocimientos y así continuó su carrera con el traslado a Comodoro Rivadavia, lo que implicó períodos de estudios y supervisiones, dejando un poco de lado a las tareas operativas. Los siguientes años transcurrieron entre propuestas de pozos, control y vigilancia de operaciones de campo en el Flanco Norte y en el Flanco Sur de la Cuenca del Golfo San Jorge y la Cuenca Austral. Durante este período, se creó en YPF la Gerencia de Minería y Geología

de Explotación y Casas colaboró con ella, ampliando sus conocimientos con Ingeniería de Reservorios.

Su estadía en Comodoro le permitió tener acceso a los legajos de los pozos perforados desde el descubrimiento del petróleo y pudo conocer la evolución de las ideas que sustentaron en cada época el desarrollo petrolero de la zona. Esto, sumado a la posibilidad de haber asistido al ensayo de miles de pozos y a sus experiencias, lo llevó en 1972 a escribir un artículo con el nombre "Un poco de historia y algo más sobre el Chubutiano". Este trabajo recibió el primer premio de monografías presentadas en el concurso realizado por el 30 aniversario del Instituto Argentino del Petróleo.

El siguiente paso implicó a la Sede Central de YPF en Buenos Aires, iniciándolo como asistente del supervisor de la Zona Centro (Neuquén y Mendoza). A los dos años fue desplazado hacia las tareas administrativas pero, como él mismo dice: "no hay mal que por bien no venga", pudo analizar y estudiar las reservas de petróleo y de gas de todos los yacimientos de YPF. Cuando tuvo un panorama completo, se dedicó a la sistematización de las reservas y a determinar mecanismos de incorporación y disminución en relación con la clasificación de los pozos. Durante este período desarrolló un método propio para estimar reservas: el de Aproximaciones Sucesivas, que años después, en 1980, fue publicado por Petroleum Engineer International, bajo el nombre "How to estimate oil reserve".

Al respecto de su familia narra que, a pesar de haber vivido en el Sur, sus dos hijos, José Horacio y Elena Beatriz, tuvieron que nacer en Córdoba, ya que padecían el problema del factor RH. El único médico que por entonces realizaba el recambio sanguíneo de los recién nacidos trabajaba en su provincia natal. Recalca que uno de sus mayores logros y alegrías fue haber podido hacer estudiar a sus hijos en la Universidad. "Mi hija es médica y mi hijo es ingeniero y, como el padre, se desempeña en la industria petrolera trabajando en Pico Truncado para Oxy. Entre los dos me han dado 16 nietos, que son mi alegría y mi pasatiempo". Agrega que, antes de ser trasladado a Buenos Aires, tuvo la suerte de recorrer todas las etapas de la exploración y su familia siempre lo acompañó, porque detrás de este hombre hubo una gran mujer.

En 1974, fue designado gerente de Minería y Geología de Explotación y dos años después se lo nombró direc-

tor de Producción. En 1977 renunció a YPF para probar suerte en la actividad privada, lo que le dio una nueva perspectiva de las cosas. Pero cinco años más tarde fue convocado por YPF para integrar el nuevo directorio de la empresa. Casas aceptó la convocatoria, pero pidió poder designar un director para el área de comercialización. Antes de renunciar a YPF le había tocado participar activamente de la renegociación de contratos de explotación, teniendo en cuenta esta experiencia pidió que, antes de que el nuevo directorio se hiciera cargo, hubiera un decreto del PEN que autorizara a la empresa a renegociar contratos estableciendo las pautas sobre las que se realizarían las gestiones. Recuerda: “Yo mismo redacté las cláusulas relacionadas a los aspectos técnicos y el decreto fue firmado. Con esta herramienta se pudo asegurar el autoabastecimiento del país”. Casas tuvo que aprender nuevas disciplinas una vez más, cuando al directorio le tocó adjudicar las obras de mayor conversión en las destilerías de La Plata y Luján de Cuyo, para lo que se familiarizó con los procesos de industrialización. Esto le permitió viajar y conocer todas las destilerías de YPF y, de esta manera, luego de 32 años de trabajo pudo completar el circuito integral de la industria petrolera.

Julio Horacio Casas sostiene: “Todo individuo debe fijarse objetivos y, si éstos están bien planteados y elegidos, generalmente se cumplen”. Concluye diciendo: “Yo siempre quise ser reconocido como un buen técnico y creo que lo conseguí. Hoy, después de mucho tiempo, miro hacia atrás y veo con mucho cariño las circunstancias que me llevaron a iniciar mis primeros pasos profesionales en una industria que resultó ser la pasión de mi vida”.

la temperatura no subió de los 14 grados bajo cero. Como el gravímetro que utilizaban era un instrumento de mucha precisión que se accionaba con un resorte de cuarzo de longitud cero, debía estar a una temperatura constante de 20 grados centígrados, con una variación de un grado más o de un grado menos. Esto se conseguía con una serie de baterías cuya carga era controlada cada dos horas por un operario. Las temperaturas tan bajas de ese invierno descargaban las baterías, por lo que Casas dispuso que el gravímetro estuviera en su casilla, con una estufa de kerosene permanentemente prendida.

Ese mismo mes de julio, el coche a motor del ferrocarril de Comodoro Rivadavia – Colonia Sarmiento se quedó atrapado por la nieve en Pampa del Castillo. A los pasajeros se les dio alimentos y abrigos que llegaron desde el aire. Como la Comisión a cargo de Casas estaba del otro lado del incidente, a unos 30 kilómetros, dispuso que una patrulla de cinco personas a caballo fuera en su auxilio. La Comisión salió en plena madrugada, con las patas de los animales cubiertas con bolsas para evitar los efectos de la nieve, y llegaron a destino después del mediodía. Ya hacía rato que había llegado al lugar una patrulla del Ejército de Colonia Sarmiento y, si bien la ayuda prestada no fue mucha, la Comisión recibió una nota de agradecimiento de parte del ferrocarril.

“Allí conocí lo que es el viento blanco: nieva tanto y con tanto viento que uno estira su brazo y no alcanza a ver su mano. Todo el ambiente se vuelve blanco, explica, y continúa: “Por aquellos años la vida en la Patagonia era difícil. Hoy ha mejorado el confort y no se sienten tanto las severidades del clima. Cambiaron las condiciones para hacer la vida más propicia”. ■

Anécdotas de la vida en la Patagonia

El invierno de 1952 fue particularmente riguroso en Holdich, a tal punto que en una semana del mes de julio

Notas

1 “Bolilla uno”, publicado en Revista *Videco*, 2005.

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

smosalve@compuserve.com

smosalve@msn.com



Premio Universitario “Dr. Roberto E. Cunningham”

En el marco de la realización de la 24ª Conferencia Mundial de Gas 2009, el Comité Organizador del IAPG invita a participar del Concurso Universitario de la Industria del Petróleo y del Gas: Premio “Dr. Roberto E. Cunningham”. El propósito perseguido con la creación de este certamen es promover la construcción de lazos consistentes entre la Universidad y la Empresa, fundando un espacio de análisis y de debate con vistas a una futura transformación en la estructura productiva argentina.

La plataforma del premio está conformada por el evento de mayor trascendencia internacional de la industria del gas: la 24th World Gas Conference, que se llevará a cabo en octubre de 2009 en la ciudad de Buenos Aires. La temática de los trabajos que serán presentados responde a los lineamientos estratégicos de dicha Conferencia, a saber:

- Eficiencia operativa en toda la cadena de gas (exploración y producción, almacenaje, transporte, distribución y utilización). Propuesta de mejoras en aspectos como costos operativos, productividad, seguridad y cuidado del medio ambiente.
- El rol del gas natural en el desarrollo de fuentes de energía renovables.

- El impacto de la regulación en el desarrollo de la industria de gas, en cuestiones como: infraestructura y seguridad de abastecimiento, seguridad operativa, investigación y desarrollo, entre otros.
- La integración de mercados regionales de gas natural, como motor de desarrollo.

Podrán participar estudiantes de las carreras universitarias de Ingeniería en Petróleo u otras carreras universitarias afines con la industria del petróleo y del gas, que se dicten en universidades de la República Argentina, tanto públicas como privadas. Los participantes deberán estar cursando el anteúltimo o último año de la carrera. Los trabajos monográficos serán presentados por grupos de entre 3 a 5 integrantes, con la tutoría de un profesor por grupo de trabajo. Cada grupo hará su presentación con un nombre de fantasía y el día de la comunicación de los ganadores se descubrirán los nombres de sus componentes. Entre los trabajos finalistas del Concurso, el Jurado determinará un orden de mérito del cual surgirá el 1er. Premio, el 2do. Premio y las menciones. Este orden de mérito se dará a conocer el día 9 de octubre de 2009, coincidente con el cierre de la WGC 2009.

El Concurso constará de dos etapas:

Primera etapa: Desde el 13 de diciembre de 2008 al 31 de julio de 2009

Se trata de un trabajo *in situ*, en el cual cada grupo elegirá un tema de acuerdo con las opciones establecidas y se basará en la bibliografía seleccionada por el mismo equipo de concursantes, contando con el asesoramiento de su profesor o tutor en la realización de un trabajo monográfico. Antes del día 1 de agosto cada uno de los grupos enviará el trabajo para su evaluación.

Segunda etapa: Desde el 1 de agosto de 2009 hasta el 9 de octubre de 2009

De los trabajos recibidos, el Jurado elegirá hasta un máximo de cinco finalistas. Sus nombres se darán a conocer antes del día 18 de septiembre de 2009. Los autores y los tutores de los trabajos finalistas estarán invitados a participar en calidad de asistentes a la 24ª Conferencia Mundial de Gas (24th World Gas Conference 2009) que se llevará a cabo entre los días 5 y 9 de octubre del año 2009 en la ciudad de Buenos Aires. Para el caso de aquellos finalistas que pertenezcan a universidades del interior del país, se brindarán los medios necesarios para su transporte y alojamiento durante los días en los cuales participen de la Conferencia.

Al grupo que resulte ganador le corresponderá la suma de 5.000 dólares y un diploma para cada uno de sus miembros. La universidad a la cual pertenezcan los ganadores del primer premio recibirá un reconocimiento equivalente a 3.000 dólares en equipamiento que ésta elegirá en conjunto con el Comité Organizador. El grupo que obtenga el segundo puesto obtendrá 3.000 dólares y un diploma para cada uno de sus miembros. La universidad a la cual

pertenezca este grupo recibirá un reconocimiento equivalente a 1.500 dólares en equipamiento. Los integrantes de los grupos cuyos trabajos merezcan una mención especial recibirán un diploma para cada uno de sus miembros. Por otro lado, cada uno de los integrantes de los grupos que resultaran elegidos como finalistas del concurso y sus respectivos tutores podrán participar de las actividades de la WGC 2009. Si los finalistas residieran a más de 50 km de la ciudad de Buenos Aires, los gastos de traslado y estadía estarán cubiertos por este premio.

Con la organización del concurso, se ha buscado promover el análisis de los contenidos abordados por los especialistas presentes en la 24th World Gas Conference, relacionados con la problemática actual a escala global de la industria del gas, y hacer posible el acercamiento de los estudiantes con destacados interlocutores internacionales. También se pretende alinear los trabajos de los grupos de estudiantes con la dinámica empresarial vigente, motivando así una mayor dinamización y competitividad en el ejercicio profesional de los futuros líderes del campo, tanto de investigación y desarrollo como tecnológico y empresarial del país.

Los grupos participantes deberán cumplimentar el formulario de preinscripción, el cual se puede bajar del sitio del IAPG (www.iapg.org.ar) o solicitarlo a la dirección de correo electrónico concursowgc2009@iapg.org.ar. El formulario de preinscripción, debidamente completado, deberá ser enviado a la dirección de correo postal: "Comité Organizador – Concurso Universitario de la Industria del Petróleo y del Gas, Premio 'Dr. Roberto E. Cunningham'", Maipú 639 (C1006ACG), ciudad de Buenos Aires.

También podrá ser remitido vía fax al número 011-5277 4263, o como adjunto a la dirección de correo electrónico concursowgc2009@iapg.org.ar.

Roberto E. Cunningham

El nombre de este Premio es un homenaje a quien fuera director general del IAPG desde el año 1992 hasta el mes de noviembre de 2008. Roberto E. Cunningham era doctor en Ciencias Químicas con Orientación Tecnológica, egresado de la Universidad Nacional de La Plata, en la cual se desempeñó como profesor titular de la cátedra Industrias Químicas durante 30 años. En el año 2004 fue nombrado académico titular de la Academia Nacional de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales; al año siguiente fue designado presidente de la Sección Ingeniería de dicha Academia, y en 2008 elegido vicepresidente de esa institución.

Su carrera profesional se desplegó en importantes empresas e instituciones de la Argentina; a sus 16 años al frente del IAPG se suma su posición de gestor del Área 3 "Promoción del Desarrollo Industrial" del Programa Iberoamericano de Ciencia y Tecnología para el Desarrollo (CYTED), del cual fue director de más de 20 proyectos de desarrollo en el campo de la Ingeniería Química y la Energía, con transferencia de resultados al sector productivo.

Entre los reconocimientos recibidos por el Dr. Cunningham se pueden mencionar el Premio Dr. Enrique Herrero Ducloux, que le otorgara el Consejo Profesional de Química de la Provincia de Buenos Aires en el año 1967; el Premio Dr. Jorge Magnin, concedido por el Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas de Argentina (CONICET), que recibió en 1966; y el Premio Consagración como Líder Tecnológico del Año, que le entregara la Fundación para la Interacción de los Sistemas Productivo – Educativo – Científico – Tecnológico (FUNPRECIT) en el año 2001.

A escala internacional fue *Chartered Engineer* del Engineering Council de Londres y *Member* de la Institution of Chemical Engineers (Londres), ambos cargos ganados por concurso; así como también el de *Member* de The Chemical Society (Londres).

Fue un prolífico autor de más de una decena de libros, entre los cuales se destacan *La energía. Historia de sus fuentes y transformación. Civilizaciones y termodinámica, Diffusion in Gases and Porous Solids y Fundamento del diseño de reactores.*

El Dr. Cunningham fue una gran persona con un talento excepcional que dedicó su vida a formar generaciones de alumnos sin descuidar nunca los aspectos que hacen al futuro ejercicio profesional de las jóvenes generaciones, razón por la cual este Premio lleva su nombre.



24th World Gas Conference
ARGENTINA | 2009

www.wgc2009.com

Continúa exitosamente la inscripción *online* para la 24^a Conferencia Mundial de Gas

La inscripción *online* para ser parte de la 24^a Conferencia Mundial de Gas continúa teniendo una gran participación. El evento genera un gran interés basado en la asistencia de líderes del sector y en las presentaciones y exposiciones de trabajos técnicos, mejores prácticas e investigaciones, que son la conclusión de tres años de trabajo y de actividades constantes. Por otro lado, para facilitar el contacto, ya se encuentra disponible la página oficial en castellano: www.wgc2009.com.

El Concurso de Fotografía "Muestre su talento al mundo", organizado en el marco de la Conferencia, recibirá los trabajos concursantes hasta el **25 de mayo**. Los participantes podrán ganar cámaras digitales de última generación, y pasajes gratis a la Conferencia con vuelo y alojamiento incluidos. Pueden ser parte de este Concurso todos los empleados de organizaciones afiliadas a la Asociación del Gas de todos los países miembros de la IGU y los empleados de las organizaciones miembros de la IGU. No es necesario estar inscripto en la Conferencia Mundial de Gas para presentar su fotografía.

Los espacios de la Exposición ya fueron vendidos en su totalidad, lo que demuestra un gran apoyo de parte de todas las regiones del mundo y de los *key players* del sector involucrados. Vale la pena destacar que no sólo participan compañías del petróleo y del gas, sino que también estarán representadas todas las partes de la cadena de la industria, incluyendo reguladores y políticos. Es una oportunidad única para encontrarse con toda la industria en un solo lugar, desde el *upstream* y el *downstream*, hasta el sector de marketing y ventas. Además, habrá especialistas con conocimientos amplios con los que se podrá hablar y discutir acerca de temas de interés, como estrategias y desarrollos tecnológicos.

Las principales empresas ya han confirmado a sus ponentes:

- Antonio Brufau
Presidente y CEO, REPSOL YPF, y vicepresidente, GAS NATURAL GROUP
- Faisal Al-Suwaidi
Presidente y CEO, QATARGAS OPERATING COMPANY
- Alexey B. Miller
Vicepresidente del Directorio, presidente del Comité de Gestión, GAZPROM
- Bernhard Reutersberg
CEO, E.ON RUHRGAS
- Maria das Graças Silva Foster
Directora para Gas y Energía, PETROBRAS
- Akio Nomura
Presidente, JAPAN GAS ASSOCIATION
- George Kirkland
Vicepresidente ejecutivo, Upstream Global y Gas, CHEVRON CORPORATION
- Jean-François Cirelli
Vicepresidente y presidente ejecutivo, GDF SUEZ
- Christophe de Margerie
Presidente y CEO, TOTAL
- Tan Sri Dato' Seri Mohd Hassan Marican
Presidente y CEO, PETRONAS
- Tony Hayward
Ejecutivo Máximo del Grupo, BP
- Thomas E. Skains
Presidente, presidente ejecutivo y CEO, AMERICAN GAS ASSOCIATION
- Azizollah Ramezani
Viceministro y director ejecutivo, COMPAÑÍA NATIONAL IRANIAN GAS
- Marcel P. Kramer
Presidente de la Junta Ejecutiva y CEO, N.V. NEDERLANDSE GASUNIE

Recopilación de Normas de Transporte de Cargas Generales y Peligrosas

Esta recopilación de textos escogidos constituye una herramienta de consulta rápida para abogados, gerentes, personal operativo o administrativo al respecto de temas Transporte.

Se trata de una publicación que releva legislaciones, tanto nacionales como provinciales, y se mantiene permanentemente actualizada. Este sistema de múltiples entradas incluye un sistema de consultas a través de una interfase web y permite informarse, entre otros temas, acerca de las obligaciones y normas respecto al dador de la carga, al transportista o al contratante.

Digesto Recopilación de normas de Transporte de Cargas Generales y Peligrosas

El compendio fue concebido a partir de los requerimientos y formato planteados por quienes serán sus propios usuarios: los miembros de la Subcomisión de Seguridad en el Transporte del IAPG. El aporte legal está a cargo del Dr. Horacio Payá, especialista en la materia.

mas información
www.iapg.org.ar



NOVEDADES DE LA INDUSTRIA

PAE y la nacionalización de Empresa Petrolera Chaco

El gobierno de la República de Bolivia emitió el decreto supremo 29.888 por el cual decidió nacionalizar la tenencia accionaria de Amoco Bolivia Oil & Gas AB –una subsidiaria de Pan American Energy LLC (PAE)– en la Empresa Petrolera Chaco S.A., haciéndose cargo de su control.

Desde la firma del decreto supremo 28.701 del 1° de mayo de 2006, que estableció la nacionalización de los hidrocarburos en Bolivia, PAE mantuvo diálogos y negociaciones tendientes a alcanzar una justa valuación de su participación en Empresa Petrolera Chaco y una adecuada condición de su operación y de preservación de sus derechos.

Ulteriormente, ese diálogo llevó a analizar opciones societarias innovadoras, que atendieran a la realidad social del país y a la necesidad de mantener y expandir la producción y reservas de hidrocarburos de Bolivia.

Las conversaciones tendientes al desarrollo de esas nuevas opciones societarias alcanzaron niveles alentadores de consenso entre distintos actores de la realidad boliviana y de su gobierno y apuntaban a una fórmula de cooperación acorde con los objetivos estratégicos del gobierno de Bolivia.

En todos estos años, PAE dio muestras de su compromiso con Bolivia y con la integración energética regional propiciada por su gobierno. El esfuerzo inversor de Empresa Petrolera Chaco convirtió a la compañía en una pieza clave para el aumento en el suministro de gas natural para el mercado interno boliviano y para la exportación, especialmente hacia la República Argentina.

No obstante el nuevo decreto supremo recientemente emitido, PAE ratifica su voluntad de mantener los esfuerzos que permitan alinear sus intereses legítimos –que defenderá en todas las instancias– con los objetivos e intereses de la República de Bolivia.

Becas para cursar la Maestría en Estudios Ambientales en UCES

El Instituto de Estudios e Investigaciones Ambientales (IEIA) de la Universidad de Ciencias Empresariales y Sociales (UCES), informa que el Grupo Los Grobo y la empresa Iguazú Argentina S.A., ganadores del Premio Hacia la Excelencia Ambiental Empresaria 2008, otorgado por IEIA, ofrecen sendas becas para quienes

deseen cursar la Maestría en Estudios Ambientales en UCES.

El tema ambiental en este siglo XXI ocupa un lugar prioritario en las políticas de los países y de las industrias y corporaciones. Por eso, estas becas se ofrecen como una oportunidad para sumar este valor agregado a la formación profesional del aspirante. Éste contará con una herramienta útil, que le dará la posibilidad de acceder a las nuevas exigencias del mercado.

Los interesados deberán hacer llegar su CV a Paraguay 1345 piso 3° “D”, Ciudad de Buenos Aires, o por e-mail: gmartinez@uces.edu.ar

Petrobras Energía S.A. es la primera empresa cardioprotegida de Latinoamérica

Luego de cinco años de trabajo en todos sus activos del país, Petrobras Energía fue declarada como la primera empresa cardioprottegida de América Latina. El certificado fue emitido por la Federación Cardiológica Argentina, el Postgrado en Cardiología de la Universidad Nacional de Rosario y la Sociedad Cardiológica de Rosario, quienes auditaron y certificaron que la compañía cumple con los requisitos necesarios para brindar un ambiente de trabajo saludable, habiendo implementado un Programa de Promoción y Protección de la Salud, equipado con instrumentos de primeros auxilios, y con personal capacitado para responder a las urgencias.

En el proceso de este logro, la compañía, a través de sus equipos multidisciplinarios de salud distribuidos en todos sus activos, cumplió con los siguientes requerimientos: se transformó en una empresa libre de humo (la número 500 de la Argentina); realizó acciones de prevención primaria y secundaria de las enfermedades cardiovasculares entre su personal; y adquirió, para todos sus activos, el equipamiento necesario (desfibriladores externos automáticos) para el tratamiento de





eventuales episodios de paros cardiorrespiratorios. Asimismo, el cincuenta por ciento de las estaciones de servicio propias también están equipadas para prevenir alguna emergencia de estas características.

Además, Petrobras Energía S.A. capacita a los empleados en técnicas de resucitación cardiopulmonar (RCP) y se asegura que en todas las secciones y turnos se encuentren, al menos, dos personas con los conocimientos necesarios, con una relación de al menos una por cada 50 empleados.

“Podemos decir que se lograron los objetivos ampliamente; además, Petrobras Energía S.A. es la primera empresa en Latinoamérica en lograr dicha acreditación, por lo que nos sentimos orgullosos de ser parte de este reconocimiento”, afirmó el Dr. Omar Marino, gerente de Salud Ocupacional e Higiene Industrial de Petrobras Energía.

Esta certificación es resultado del esfuerzo de todos los que integran Petrobras Energía S.A., para prevenir situaciones críticas y actuar idóneamente en la defensa de la salud de sus empleados.

IMPSA Wind construirá el mayor parque eólico de la Argentina

IMPSA Wind ganó la licitación para construir la primera ampliación del Parque Eólico de Arauco, en la provincia de La Rioja. Mediante una licitación pública realizada por la provincia de La Rioja, IMPSA Wind, unidad de negocio enfocada a los proyectos de energía eólica del Grupo IMPSA, fue escogida para realizar la segunda etapa del parque eólico, ubicado en la zona conocida como Puerta de Arauco, unos 20 km al sur de la ciudad de Aimogasta. El gobierno de La Rioja, en el marco de la ley provincial 5783 declaró de interés provincial los proyectos relacionados con la generación y desarrollo de la energía eólica, ha trazado un plan de actos y medidas concretas tendientes a ejecutar proyectos eólicos en el área comprendida entre “La Puerta” y “Bañado de los Pantanos”, Departamento de Arauco.

El proyecto comprende la provisión “llave en mano”, operación y mantenimiento de la ampliación del Parque Eólico de Arauco de potencia base instalada 2,1 MW a una potencia base instalada de 25,2 MW. Al mismo tiempo, se prevé una tercera etapa que totalizará 90 MW, suficientes para abastecer el 45% de la demanda actual de energía de la provincia. Actualmente, se encuentra en ejecución la primera etapa del parque provisto



por IMPSA de un generador eólico de 2,1 MW de potencia.

La obra, que comenzará a operar en el año 2010, representa una inversión por parte de la provincia de La Rioja de aproximadamente 230 millones de pesos incluido el IVA. En esta segunda etapa, se sumarán 11 nuevos aerogeneradores IMPSA IWP-83 de 2,1 MW que serán fabricados en las plantas que la empresa posee en Mendoza.

Gran parte de los componentes de equipo se subcontratan en diferentes fábricas y talleres del país, por lo que este tipo de proyectos aportan sustancialmente al crecimiento de la industria nacional y son grandes generadores de empleo local calificado.

Masdar y GE anuncian la creación de un centro ecomagination

Masdar anunció que GE ha firmado un contrato a través del cual la compañía se convierte en el principal socio del proyecto Ciudad de Masdar que estará ubicado en Abu Dhabi, capital de los Emiratos Árabes Unidos. En un acuerdo conjunto, las dos empresas dieron a conocer sus planes para establecer un

nuevo *ecomagination* que se enfocará en soluciones comerciales sustentables. El acuerdo prevé también una relación más amplia de investigación y desarrollo que respaldará el avance y la implementación de tecnologías nuevas e innovadoras.

La ciudad de Masdar, actualmente en construcción, será la primera ciudad del mundo que no generará emisiones de carbono o residuos y que estará alimentada completamente por energías renovables. Masdar está dirigida por la Abu Dhabi Future Energy Company (ADFEC), una empresa de Mubadala Development Company. La ciudad es un reflejo del compromiso estratégico a largo plazo del gobierno de Abu Dhabi para acelerar el desarrollo y la implementación de soluciones energéticas del futuro.

Ecomagination es el compromiso de GE para concebir y construir tecnologías pioneras que ayuden a los clientes a abordar sus necesidades medioambientales y financieras. El centro *ecomagination* de la ciudad de Masdar respaldará el desarrollo de productos de bajo consumo energético en la región y aumentará la concientización para la conservación de la energía en la comunidad de la ciudad. El centro también exhibirá las tecnologías de GE, incluyendo productos de energía eólica, solar y otras energías renovables que alimentarán la red eléctrica "inteligente" de próxima generación, tecnologías de purificación del agua y dispositivos para el hogar de bajo consumo energético.

Petrobras: resultados del cuarto trimestre del ejercicio 2008

Petrobras Energía Participaciones S.A. (Buenos Aires: PBE, NYSE: PZE) anuncia los resultados correspondientes al cuarto trimestre finalizado el 31 de diciembre de 2008.

El resultado neto del cuarto trimestre de 2008 fue una pérdida de 300 millones de pesos comparada con una ganancia de 206 millones de pesos para el cuarto trimestre de 2007. Este resultado es producto de la participación del 75,82% en Petrobras Energía S.A. (único activo de Petrobras Energía Participaciones S.A.) cuyo resultado correspondiente al trimestre 2008 fue una pérdida de 384 millones de pesos.

En 2008 Petrobras Energía Participaciones S.A. obtuvo una ganancia neta de 585 millones de pesos, en tanto que la de Petrobras Energía S.A. fue de 776 millones de pesos.

La pérdida correspondiente al trimestre 2008 se configuró en el marco de la crisis económica mundial, cuyas principales consecuencias para la compañía han sido la caída de los precios y de la demanda de sus principales productos, la consecuente desvalorización de stocks de materias primas y bienes de cambio, como así también la pérdida derivada de la devaluación del peso respecto del dólar estadounidense.

Este fenómeno produjo una disminución del 11% en las ventas de la empresa respecto al cuarto trimestre del año 2007. Por su parte, la utilidad bruta se redujo en un 24% lo que llevó a que en el trimestre 2008 la empresa generara una pérdida operativa de un millón de pesos comparada con una ganancia de 420 millones de pesos en el trimestre 2007. Esta disminución de 421 millones de pesos se originó fundamentalmente en:

- La disminución del 34% de los precios promedio de venta del petróleo en las operaciones del exterior, en línea con la caída en las referencias internacionales. Cabe también hacer notar que en el trimestre 2007 la participación de la empresa en el Lote X en Perú era del 100%, que disminuyó al 60% en el trimestre 2008.
- Mayores gastos de exploración por 105 millones de pesos.
- Menores márgenes obtenidos en la comercialización de productos refinados como consecuencia del incremento del precio del petróleo crudo en el mercado local y por la disminución del 10% en los volúmenes comercializados.
- Un menor resultado proveniente de las compañías vinculadas con control conjunto por 64 millones de pesos.

Además, el trimestre 2008 registra una pérdida en los resultados financieros y por tenencia de 538 millones de pesos lo que comparado con los 144 millones del trimestre 2007 representa una variación de 394 millones que se debió principalmente a:

- La pérdida por diferencia de cambio de 149 millones de pesos como consecuencia de la depreciación del 10% del peso respecto del dólar en el trimestre 2008. El resultado obtenido en el trimestre 2007 había representado una ganancia de 8 millones.
- La pérdida por tenencia de stocks por 189 millones de pesos, principalmente en el negocio petroquímico, en el marco de la caída del precio del crudo y sus derivados en el trimestre 2008.
- Mayores pérdidas por 82 millones de pesos provenientes de las compañías vinculadas con control conjunto.

Estados de resultado

| (Información consolidada) (en millones de pesos) | (Períodos de tres meses) 4° Trim. | | (Períodos de doce meses) Dic. | |
|---|-----------------------------------|---------|-------------------------------|----------|
| | 08 | 07 | 08 | 07 |
| Ventas netas | 3.493 | 3.940 | 15.175 | 13.458 |
| Costos de ventas | (2.772) | (2.997) | (11.000) | (10.111) |
| Utilidad bruta | 721 | 943 | 4.175 | 3.347 |
| Gastos de administración y comercialización | (491) | (415) | (1.758) | (1.465) |
| Gastos de exploración | (145) | (40) | (238) | (172) |
| Otros resultados operativos | (86) | (68) | (231) | (177) |
| Utilidad operativa | (1) | 420 | 1.948 | 1.533 |
| Resultado inversiones no corrientes | 73 | 30 | 305 | 176 |
| Resultados financieros y por tenencia | (538) | (144) | (782) | (495) |
| Otros ingresos - Netos | (113) | 156 | (96) | 130 |
| Utilidad antes de impuestos y participación minoritaria | (579) | 462 | 1.375 | 1.344 |
| Impuesto a las ganancias | 200 | (162) | (529) | (494) |
| Interés minoritario | 79 | (94) | (261) | (277) |
| Resultado neto | (300) | 206 | 585 | 573 |

Camex se asocia con Ensign y moviliza de manera innovadora un equipo petrolero en Gabón

Equipos en Venta y Renta Inc anuncia que ha acondicionado un camión de carga pesada y un remolque que serán usados para mover la subestructura, los rodillos y el mástil dentro de la concesión de Shell en Gabón, África.

Durante los últimos 15 años, Camex ha diseñado y desarrollado soluciones a medida para el transporte en los campos petroleros, para diferentes condiciones de terreno y climas extremos. Adicionalmente, Camex ofrece una capacitación técnica completa para satisfacer en tiempo las necesidades de reubicación del equipo petrolero de sus clientes. Un ejemplo de esta innovación es el proyecto de Shell en Gabón, África, en donde Paul Saville, gerente de Operaciones de la compañía solicitó a Bert Shooter, de Ensign International Energy Services, que le ofreciera una solución de transporte innovadora y eficiente para la perforación 51 de Ensign.

Camex Equipos fue elegida para diseñar y construir una unidad de transporte que moverá 152 toneladas de peso vehicular bruto en un solo viaje. Esto es una primicia para Ensign International; mover la subestructura completa, los rodillos y el mástil en una sola carga. Este proceso eliminará el requerimiento de grúas y reducirá el tiempo de mudanza de la perforación en un 50%.

Equipamiento argentino para medición de gas natural

Proser, marca argentina, presenta su línea de computadores de caudal y unidad correctora de volumen para gas natural. Es un portfolio de cinco modelos de equipos que permiten realizar mediciones con todo tipo de medidores primarios, como placa orificio, turbina y medidor ultrasónico. Cuentan con una gran robustez, inviolabilidad y precisión de análisis (AGA 3, AGA 7 y AGA 8 detallado).

Además de estar certificados por el Instituto Nacional de Tecnología Industrial para instalar en área clasificada (Clase 1 División 1 Grupo D), se proveen con un accesorio que incluye todas las barreras de seguridad intrínseca que permiten una rápida y simple instalación y conexión, sin necesidad de realizar cálculos ni de adquirir accesorios adicionales.

Se destacan por su sencillez de configuración, ya que son equipos que no requieren de programación ni de complejos ajustes. El intuitivo software que se provee sin cargo junto a los equipos, permite realizar una puesta en marcha en cuestión de minutos. Los medidores Proser han sido desarrollados bajo los lineamientos establecidos por el Capítulo 21 del American Petroleum Institute, permitiendo su utilización en Puntos de Medición Custody Transfer. En cuanto a su conectividad, disponen de conexión RS-232, RS-485 y USB, con las protecciones requeridas para uso en área clasificada.

Kimberly-Clark profesional lanza un traje para la protección personal de los operarios

Kimberly-Clark profesional, la línea de Kimberly-Clark que desarrolla productos para la higiene de las personas cuando están fuera de sus hogares, ha lanzado uno nuevo: Kleenguard*A40, la ropa descartable de uso industrial para la protección personal de los operarios.



Kleenguard* A40 está desarrollado bajo estándares de calidad europeos, posee una barrera contra líquidos y partículas y tiene un menor desprendimiento de pelusas que otros trajes de la categoría. Los trajes son descartables e ideales para proteger a las personas en el trabajo de aerosoles, líquidos, spray y salpicaduras de químicos de bajo riesgo. De este modo, Kimberly-Clark reafirma el compromiso con sus consumidores ofreciéndoles los mejores productos en innovación y calidad para la salud e higiene de las personas.

Presentación de la Asociación Iberoamericana de Gas Licuado de Petróleo

En representación del Comité Ejecutivo de la Asociación Iberoamericana de Gas Licuado de Petróleo (AIGLP), el Consejo Directivo de la Cámara de Empresas Argentinas de Gas Licuado (CEGLA), organizó una presentación de la Asociación, a cargo de su presidente, Sr. Jonathan Saul Benchimol.

Dirigida a empresas del sector, industria proveedora de bienes y servicios, cámaras empresarias, sector público (gobierno), transportistas y medios de comunicación, la exposición presentó al XXIV Congreso que se realizará el próximo mes de mayo en Lima, Perú. Se repasaron los objetivos y las actividades de la Asociación a nivel regional, para inducir la integración activa de empresas argentinas.

Más información en www.aiglp.org

10° aniversario de Zoxi

Zoxi S.A. cumple 10 años brindando soluciones anticorrosivas de alta performance en la industria del petróleo y del gas en la Patagonia. Este logro ha sido posible gracias a la confianza y al esfuerzo de sus clientes, proveedores, empleados y familia, a quienes agradece.



Zoxi S.A. fue concebida en marzo de 1999, impulsada por las ideas, sueños y proyectos de sus socios fundadores: Silvio Osvaldo Zille y Gabriel Atilio Gratti.

La experiencia reconocida de estos dos visionarios en el mercado del petróleo dio como resultado esta compañía, que celebra sus 10 años y que ha ido creciendo y desarrollándose de forma incesante a fin de satisfacer las necesidades de sus clientes con compromiso y profesionalismo, abriéndose camino en un mercado altamente competitivo y demandante.

En el año 2000 comenzó a trabajar para implementar un sistema de gestión de calidad, asegurando de esta manera que todos los procesos se adecuen a los requerimientos de sus clientes; así fue como a fines del mismo año se certificó la norma internacional de Gestión de Calidad ISO 9000, lo que permitió mejorar en forma gradual los procesos internos reforzando la capacidad de la compañía para alcanzar objetivos estratégicos.

En el año 2001, Zoxi S.A. puso en marcha un nuevo proyecto con el fin de lograr una diversificación productiva de la compañía, incorporando el servicio de inyección de centralizadores en varillas de bombeo nuevas y recuperadas, y obtuvo

resultados altamente satisfactorios en relación con los rendimientos productivos de sus clientes. En el año 2004, firmó un convenio con el Gobierno de la Provincia del Neuquén para adquirir el predio en el cual hoy se emplaza la nueva planta de inyección de centralizadores, una nave donde se incorpora un sector metalúrgico y de señalización, las oficinas administrativas y comerciales y un salón de eventos. Ese mismo año, Zoxi S.A. abrió sus puertas a un nuevo desafío. Con grandes expectativas de incrementar la capacidad de producción, se decidió ampliar horizontes mirando hacia la ciudad de Comodoro Rivadavia, punto clave del desarrollo hidrocarburífero del sur de la Patagonia. Se iniciaron los trabajos de acondicionamiento y preparación de las instalaciones para construir el primer tren de revestimiento de varillas de bombeo de Sudamérica, que comenzó a operar en el año 2005 cubriendo las demandas de los clientes de Chubut y Santa Cruz.

En el año 2008, se redobló la apuesta al crecimiento y la empresa adquirió la propiedad donde se ubica la planta de Comodoro Rivadavia e invirtió en la instalación de una nueva línea de revestimiento exterior para tuberías de acero. Así llega al año 2009, avanzando en un contexto cambiante, donde los altos riesgos operativos y los costos crecientes son algunos de los desafíos del día a día. Consolidado los vínculos con sus clientes y socios estratégicos sin descuidar los compromisos éticos y profesionales que exige esta tarea, brindando un servicio competitivo para proveer soluciones prácticas.

CH2M HILL integró sus operaciones en Latinoamérica

CH2M HILL, una de las principales compañías de ingeniería y construcción de los Estados Unidos (con oficina regional en Buenos Aires) y la primera a nivel mundial en el desarrollo de proyectos de medio ambiente, anunció la unificación de sus operaciones en Latinoamérica. Como parte de este proceso, el Ing. Manuel Aguirre fue nombrado director general para la



nueva región de América Latina, ampliando así su papel actual como director general para Sudamérica.

“Esto es la consecuencia del trabajo, el esfuerzo y la buena relación que nuestras oficinas de Sudamérica han logrado en los últimos años, trabajando en cooperación con los grupos de negocios y la corporación”, afirmó el directivo. Esta estructura regional combinada le permitirá a CH2M HILL aprovechar mejor las sinergias geográficas, culturales y empresariales que existen en esta parte del mundo. Además, este cambio le permite a la compañía gestionar de manera más eficiente una amplia geografía con un solo equipo de gestión regional aumentando su capacidad para utilizar eficazmente sus recursos en la ciudad de México, São Paulo y Buenos Aires, así como otros lugares de la región.

En el caso particular de la Argentina, Manuel Aguirre, ahora director general para Latinoamérica, ha logrado llevar la ingeniería argentina a calidad de exportación y que la filial local fuera la número uno de las filiales internacionales de la compañía. Durante su última visita al país, en el marco del 90 aniversario de la AmCham, Thomas Searle, presidente de CH2M HILL, confirmó que la ingeniería local “ha demostrado su calidad en varios proyectos desarrollados” y que “la Argentina es vital para nuestra firma, ya que uno de los servicios principales que provee es actuar como el centro de producción de ingeniería más importante que tenemos hoy”.

Conferencias y exposiciones internacionales de petróleo y gas en Caspia y en Uzbekistán

Del 12 al 14 mayo de 2009, en el UzExpocentre, Tashkent, Uzbekistán, se realizará la 13ª Conferencia y Exposición Internacional de Petróleo y Gas. La exposición OGU da la oportunidad a las compañías para enseñar sus productos y servicios a la industria del petróleo y el gas que está creciendo en el

Uzbekistán. En los últimos 13 años el evento OGU ha traído la atención de los líderes mundiales del sector.

Por otro lado, del 2 al 5 junio de 2009, en Heydar Aliyev, Baku, Azerbaiyán, se realizará la mayor exposición de petróleo y gas de la región de Caspia. Este evento se realiza desde hace 15 años y es una atracción emergente de las infraestructuras de energía. Con la presencia de más de 40 países y más de 800 expositores permite a los participantes promover su compañía a compradores de calidad así como a importantes figuras del mercado del petróleo y gas de Rusia.

Más información en www.ite-exhibitions.com

TGN obtuvo las certificaciones de su Sistema Integrado de Gestión

Transportadora de Gas del Norte S.A. obtuvo las certificaciones ISO 9001/2000 de Calidad, ISO 14001/2004 de Medio Ambiente y OHSAS 18001/2007 de Seguridad y Salud Ocupacional de su Sistema Integrado de Gestión otorgadas por el organismo de certificación acreditado internacionalmente Det Norske Veritas (DNV), para sus servicios de transporte de gas natural por gasoductos y operación y mantenimiento de instalaciones relacionadas.

Para los directivos de TGN, el logro de estas tres certificaciones refleja el reconocimiento al trabajo profesional de la empresa y el firme compromiso con la protección de la salud, la seguridad de las personas e instalaciones y el cuidado del medio ambiente; asumiendo plena convicción de que este camino garantiza la prestación de un servicio seguro, confiable y eficiente a sus clientes y público en general.

A lo largo de sus más de 16 años de trayectoria TGN ha construido una cultura empresarial basada en la mejora permanente, lo que le ha permitido lograr metas en seguridad y calidad de servicio comparables con los mejores niveles de la industria.

Foro de la Industria del Petróleo y del Gas

La mejor opción para sus consultas técnicas

- Upstream
- Midstream
- Downstream
- Comercialización
- General
- Comisión de Tecnología
- Búsqueda Laboral
- Energía

www.foroiapg.org.ar

NOVEDADES DEL IAPG



Nueva página web de *Petrotecnia*

La página web de *Petrotecnia*, revista oficial del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, se renovó para ofrecer un mejor acceso. El nuevo diseño permite descargar o leer *online* las distintas ediciones de la revista, como así también consultar el suplemento estadístico y contactarse con la redacción.

Petrotecnia es una revista técnica, en la cual se publican trabajos y notas que tratan diversos temas de interés para la industria del petróleo y del gas. Cada número de la revista tiene definido un eje temático, establecido por la Comisión de Publicaciones del IAPG, sobre el cual se orienta el material a publicar.



Se edita bimestralmente en los meses de febrero, abril, junio, agosto, octubre y diciembre, y se distribuye gratuitamente entre las entidades asociadas y los socios personales del IAPG, institutos y organizaciones técnico-científicas de Iberoamérica y del resto del mundo. También se vende por suscripción anual.

www.petrotecnia.com.ar

Comenzaron las encuestas para el informe de Responsabilidad Social de la Industria

Impulsado por la Comisión de Relaciones Institucionales del IAPG, comienza a delinearse el nuevo informe de Responsabilidad Social de las empresas de Petróleo y de Gas.

Esta primera etapa consiste en la respuesta de un cuestionario exhaustivo que considera distintas esferas propias del concepto de Responsabilidad Social. Dicho cuestionario es enviado a las compañías socias del IAPG y, una vez obtenida la muestra seleccionada, se redactará el cuarto reporte y análisis de la evolución de las actividades de RSE que han sido llevadas adelante durante los dos últimos años.

La publicación de los resultados en el informe 2009 supondrá un compromiso por parte de las empresas del sector como actores socialmente responsables, aceptando el desafío de consolidar las acciones llevadas a cabo y de proponer nuevos horizontes en vistas a un futuro sostenible.

Nueva edición del *ABeCé del petróleo y del gas*

Ya se encuentra disponible la tercera edición revisada y actualizada del *ABeCé del Petróleo y del Gas*. Se trata de una obra de divulgación editada por el IAPG que recorre todos los sectores de la industria de manera didáctica, para que los lectores puedan comprender su naturaleza. También se incluyen las últimas novedades acerca de procesos, prácticas, conceptos y demás temas tratados.

Desde sus comienzos, la industria del petróleo ha sido poco conocida y difundida, por lo que el IAPG ha sentido la necesidad de dirigirse a estudiantes, periodistas, maestros, profesionales, funcionarios y al público en general para esclarecerla en todos sus aspectos. Dada la escasez de este tipo de publicaciones en castellano, es posible suponer que también sea de interés para todos los hispanohablantes, aunque está especialmente dirigida al lector argentino, el destinatario natural del IAPG.

Esperamos que quienes se acerquen al libro encuentren en él información útil y que puedan conocer los fundamentos de una industria ya centenaria en nuestro país, que ha contribuido, por medio del esfuerzo de miles de hombres y de mujeres, al desarrollo de la Argentina.





Reconocimientos por el 15° aniversario de la Olimpiada sobre Preservación del Ambiente

Con motivo de haberse cumplido el décimo quinto aniversario de la primera olimpiada de preservación del ambiente, el 11 de diciembre de 2008, durante el almuerzo del Día del Petróleo, se entregó una serie de reconocimientos a los miembros de la Comisión organizadora que año tras año han hecho posible que la olimpiada se lleve a cabo con todo éxito.

Su creador, Eduardo Vilches, recibió una placa recordatoria de manos del señor presidente del IAPG, Ing. Ernesto A. López Anadón. Por otro lado, se entregaron medallas conmemorativas al resto de los integrantes de la Comisión organizadora: Hugo Grosso, René Portal, Jorge Rizzo y Mariana Quaglia.



Presentación de la Era Petrolera de México

El día 26 de marzo el IAPG recibió a un grupo de representantes de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México (AIPM), de funcionarios de Pemex y de otras empresas con el propósito de promover la participación de compañías del sector interesadas en realizar negocios con México y en dialogar sobre temas petroleros.

Estuvieron presentes el Ing. José Luis Fong Aguilar, encargado de la Subdirección de la Región; Marina Suroeste, Pemex; Ing. Florencio Saucedo, director de la Compañía Halliburton; Ing. Javier Chávez Morales, coordinador de Eventos de AIPM;



Profesionales & consultores

Lic. Roberto Martínez, gerente nacional de AIPM; Ing. Jalil

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.



Ing. Agr. Carlos López

Consultor
Fitorremediación - Biorremediación

Tel.: (54-11) 4658-4311 | Cel.: (54-11) 15-4421-9291
mail: myclopez@hotmail.com | myclopez2@yahoo.com.ar

SERVICIOS PETROLEROS DEL GOLFO S.A.

LAS TONINAS 390 ZF PUERTO CRD
COMODORO RIVADAVIA CHUBUT
C9000AAR-ARGENTINA

BUE (011) 15.6495.8854
CRD (0297) 15.411.6101
TEL/FAX: +54.297.444.2327
maiengineers@aol.com
sggastral@aol.com

EQUIPOS DE PERFORACION - TERMINACION & REPARACION DE POZOS
ING. ESTRUCTURAL & ELECTRICA (NORMAS ASCE / ASTM / API / IEEE / IRAM)
SISTEMAS DE CONTROL DE SURGENCIA (BOP / ACCUMULATORS)
TUBULARES API (MAG. / NON-MAG.) - BOMBAS TRIPLEX DE PERFORACION



Incluidos en el Registro de Auditores y Certificadores de Reservas de la Secretaría de Energía

Alejandro Gagliano
agagliano@gigaconsulting.com.ar

Edificio Concord Pilar
Sección Zafro OE101-104
Panamericana Km.49,5 (1629)
Pilar - Bs. As. - Argentina
Tel: +54 (2322) 300-191/192
www.gigaconsulting.com.ar

Hugo Giampaoli
hgiampaoli@gigaconsulting.com.ar

Promocione sus actividades en *Petrotecnia*

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

Informes: Tel.: (54-11) 4325-8008 Fax: (54-11) 4393-549
E-mail: publicidad@petrotecnia.com.ar

Alba Helú, presidente de Grupo Comunicador Alba, empresa organizadora de AIPM, y el Lic. Jalil Alba Monterrubio, director general de Grupo Comunicador Alba.

Por otro lado, se anunció la realización del 4° Congreso Mexicano del Petróleo, cuyo principal objetivo será proporcionar un foro para el intercambio de ideas, experiencias, tecnologías de vanguardia entre los profesionales del petróleo. Éste tendrá lugar en Veracruz del 10 al 14 de junio de 2009. Al mismo tiempo, se ha organizado la exposición Expetro 2009, que contará con más de 450 stands expositores y con presentaciones de expertos sobre diversos temas del sector.

Para más información: www.grupoalba.com.mx



Cursos de capacitación 2009

Abril

- **Introducción a la corrosión 1**
Instructores: W. Muller, A. Burkart, C. Navia, B. Rosales, E. Sfredo, A. Keitelman. Fecha: 15 al 17 de abril.
- **Mediciones de gas natural**
Instructor: M. Zabala. Fecha: 28 al 30 de abril.

Mayo

- **Introducción a la industria del gas**
Instructores: C. Bucciari, J. J. Rodríguez, C. Casares, B. Fernández, O. Montano. Fecha: 5 al 8 de mayo.
- **Protección anticorrosiva 1: Ductos y tanques**
Instructores: S. Río, C. Delosso, R. D'Anna, D. Molina, A. Ugalde. Fecha: 12 al 15 de mayo.
- **Seminario de la industria del petróleo y del gas y su terminología en inglés**
Instructor: F. D'Andrea. Fecha: 22 y 29 de mayo.

Junio

- **Introducción a la industria del petróleo**
Instructores: V. Ploszkiewicz, A. Liendo, M. Chimienti, M. A. Weisbrot, A. Cerutti. Fecha: 1 al 5 de junio.
- **Propiedades del petróleo y del gas. Estudios PVT**
Instructor: M. Crotti. Fecha: del 2 al 5 de junio.
- **Calidad de gases naturales**
Instructor: F. Nogueira. Fecha: 11 y 12 de junio.
- **RBCA. Caracterización y acciones correctivas basadas en el riesgo**
Instructor: A. Cerutti. Fecha: 17 y 18 de junio.
- **Plantas de regulación de gas natural**
Instructor: M. Zabala. Fecha: 18 y 19 de junio.
- **Introducción a los registros de pozos**
Instructor: A. Khatchikian. Fecha: 22 al 26 de junio.

Julio

- **Introducción a la corrosión 2**
Instructores: W. Muller, A. Burkart, M. Barreto. Fecha: 1 al 3 de julio
- **Decisiones estratégicas en E&P de petróleo y gas**
Instructores: G. Francese, E. Weissmann. Fecha: 7 y 8 de julio.
- **Evaluación de proyectos 1. Teoría general**
Instructor: J. Rosbaco. Fecha: 13 al 17 de julio.

Agosto

- **Protección anticorrosiva 2: Ductos y tanques**
Instructores: E. Carzoglio, F. Ernst, C. Flores, J. Ronchetti. Fecha: 4 al 7 de agosto.
- **Inyección de agua. Predicciones de desempeño y control**
Instructor: William M. Cobb. Fecha: 10 al 14 de agosto.
- **Factores económicos de la industria del petróleo**
Instructor: A. Cerutti. Fecha: 19 al 21 de agosto.
- **Taller para la unificación de criterios para la evaluación de reservas**
Instructor: J. Rosbaco. Fecha: 27 y 28 de agosto.

Septiembre

- **Procesamiento de gas natural**
Instructores: J. L. Carrone, E. Carrone, M. Esterman, C. Casares, P. Boccardo, M. Mastandrea. Fecha: 2 al 4 de septiembre.
- **Proceso de adquisiciones y ventas de activos en su contexto estratégico**
Instructor: C. Garibaldi. Fecha: 7 al 9 de septiembre.
- **Negociación, influencia y resolución de conflictos**
Instructor: Carlos Garibaldi. Fecha: 10 y 11 de septiembre.
- **Términos contractuales y fiscales internacionales en E&P**
Instructor: C. Garibaldi. Fecha: 14 y 15 de septiembre.
- **Ingeniería de reservorios**
Instructor: J. Rosbaco. Fecha: 21 al 25 de septiembre.
- **Sistemas de telesupervisión y control Scada**
Instructores: S. Ferro y D. Brudnick. Fecha: 21 y 22 de septiembre.
- **Documentación para proyectos y obras de instrumentación y control**
Instructor: D. Brudnick. Fecha: 24 de septiembre.
- **Protección contra descargas eléctricas y puesta a tierra**
Instructor: D. Brudnick. Fecha: 25 de septiembre.
- **Interpretación avanzada de perfiles**
Instructor: A. Khatchikian. Fecha: 28 de septiembre al 2 de octubre.

Octubre

- **Aplicaciones de registros de pozo a ingeniería de reservorios**
Instructor: A. Khatchikian. Fecha: 13 al 16 de octubre.
- **Ingeniería de reservorios de gas**
Instructor: J. Rosbaco. Fecha: 19 al 23 de octubre.
- **La distribución de fluidos en el reservorio**
Instructor: M. Crotti. Fecha: del 27 al 30 de octubre.

Impacto de la crisis global en la industria energética latinoamericana



Con este título se llevó a cabo el almuerzo y reunión organizados por el IAPG Houston el pasado 5 de marzo. El disertante invitado fue el Sr. Roger Tissot, consultor con una vasta experiencia en la industria energética en Latinoamérica. Roger comenzó como analista económico en materia energética para el Canadian Energy Research Institute, para luego trabajar y asesorar a grandes corporaciones y gobiernos latinoamericanos. Actualmente es *Energy Fellow* del Institute of the Americas.

Después de un análisis exhaustivo y bien documentado de las raíces sistémicas de la crisis financiera global, y la rápida aunque problemática respuesta del gobierno norteamericano a la crisis, Roger se abocó de lleno al tema latinoamericano. Destacó que hasta principios de 2008, los países de la región experimentaron un significativo aumento del GDP, mayormente

de raíces exógenas, en un marco de baja deuda e inflación, y de relativa estabilidad fiscal. Sin embargo, a pesar de los buenos signos económicos, hubo un giro generalizado hacia políticas populistas, suspensión de las privatizaciones, renacimiento de las NOC, incrementos en los *royalties* e impuestos, preferencias por alianzas políticas, etc. Roger indicó que dentro de este panorama, y desde la perspectiva del sector energético, hubo una diferenciación entre *estados rentistas* y *estados empresariales*. Estos últimos encuentran soluciones dentro de las reglas de juego, logrando atraer inversiones de capital. Los rentistas, sin embargo, cambiaron las reglas de juego haciendo caer la inversión y la producción.

Sobre la base de su índice de "atractividad a la inversión", distinguió a los países sudamericanos en tres categorías, destacando como atractivos a Colombia y Perú, y como neutrales a Brasil y Chile.

El invitado finalmente puntualizó que si bien Latinoamérica está mejor preparada para enfrentar la crisis, ésta es excepcional en su alcance, y aquellos países que encuentren fórmulas de asociación entre el Estado y la industria privada tendrán mejores posibilidades de sortearla. La presentación culminó con una animada sesión de preguntas y respuestas, en la que



el disertante destacó el negativo impacto que la falta de capitales tiene en la pequeña y mediana industria, que bien podría resultar en un intenso proceso de consolidación.

Los interesados pueden acceder a la presentación de Roger Tissot en nuestro sitio web.

¡Hasta la próxima!

Claudio Manzollilo
www.iapghouston.org

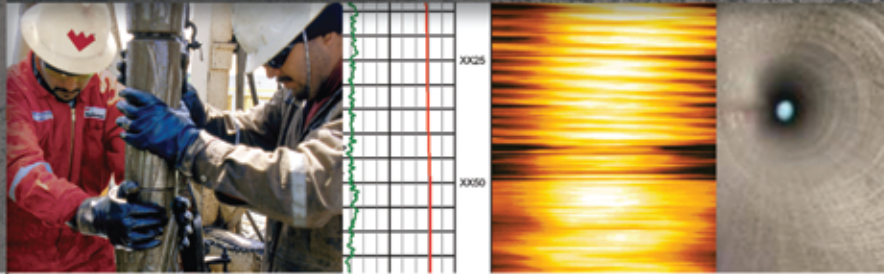


ÍNDICE DE ANUNCIANTES



| | | | |
|---|------------|---------------------------------------|----------------------|
| Accenture | 81 | Petroconsult | 27 |
| Aesa | 35 | Port of Houston | 99 |
| Baker Hughes Argentina- Div. Baker Atlas | 73 | Proser | 14 |
| Carlos López | 111 | QHSE Energy | 57 |
| Coamtra | 75 | Schlumberger Argentina | 13 |
| Compañía Mega | 45 | Siemens | 65 |
| Congreso de Refinación | 89 | Skanska | 21 |
| Contreras Hnos | 61 | SPG | 111 |
| Cursos Nace | 76 | Tecna | 15 |
| DataSeismic | 42 | Tecpetrol | 43 |
| Electrificadora Del Valle | 30 | Tenaris | Retiro de tapa |
| Exterran Argentina | 17 | Tesacom | 63 |
| Foro IAPG | 109 | Tesco Corporation, Sucursal Argentina | 31 |
| Gaffney, Cline & Asoc. Inc. | 111 | Tex | 67 |
| Geolog | 87 | Total | 9 |
| Giga | 111 | Tyco Flow Control Argentina | 33 |
| Global Geophysical Services Inc, Suc.Arg. | 71 | Valmec | 49 |
| IBC- International Bonded Couriers | 92 | Wartsila Argentina | 51 |
| IPH | 24 | Weatherford | Retiro de contratapa |
| Mar Profundo Tunelería Inteligente | 44 | Wenlen | 20 |
| Marshall Moffat | 23 | WGC-IAPG Concurso Universitario | 83 |
| Martelli Abogados | 22 | WGC-IGU | 77 |
| Milei | 34 | YPF | 7 |
| Minvest | 38 | Zoxi | 69 |
| Nabors International Argentina | 25 | | |
| Nate | 50 | | |
| Normas de Transporte-IAPG | 103 | Suplemento Estadístico | |
| Olivero y Rodríguez Electricidad | 55 | Estudio Técnico Doma | Contratapa |
| Pan American Energy | 39 | Ingeniería Sima | Retiro de tapa |
| Petrobras Energía | Contratapa | Industrias Epta | Retiro de contratapa |

Desarrolle mejores pozos.



El servicio *Revolution* de Weatherford de sistemas de rotación navegable ayudó a BP Indonesia a alcanzar una mejor producción que la anticipada, sin incidentes, a partir de un proyecto multipozo de gas poco profundo y de alcance extendido, al tiempo que obtuvo más de US\$1,25 millones de dólares de ahorro.

El sistema de rotación navegable Revolution permite los mayores ángulos de la industria (10° cada 100 pies), niveles de presión (30.000 psi) y de temperatura (175°C/347°F), y es incomparable en cuanto a confiabilidad.



Mejores hoyos implican mejores pozos. El servicio **Revolution® rotary-steerable** de Weatherford integra la tecnología de rotación navegable que apunta la mecha hacia la dirección deseada (*point-the-bit*) con las herramientas de medición (MWD) y de registro durante la perforación (LWD) más robustas de la industria, las operaciones globales en tiempo real y el soporte para la optimización de la perforación. De esta manera, usted puede orientar la herramienta hacia el objetivo en forma eficiente y con precisión y así obtener un pozo mejor acabado, más limpio y más fácil de revestir y completar. Eso significa que usted puede lograr una producción directa más rápida, con menos problemas. Además, lo compacto y simple del diseño del sistema *Revolution* reducen los costos y facilitan la logística—todo para ayudarlo a usted a desarrollar **un mejor recupero, una mejor ganancia y un mejor valor** de sus activos.

Comience hoy desarrollando mejores hoyos, mejores pozos y un mejor valor.

Envíenos un correo electrónico a routinetoextreme@weatherford.com.



Weatherford®

Perforación | Evaluación | Terminación | Producción | Intervención

© 2008 Weatherford International Ltd. Todos los derechos reservados. Incorpora tecnología de propiedad de y patentada por Weatherford.

Bienvenidos al universo Petrobras



Energía en la industria, en la vida cotidiana,
en el deporte y en el cuidado del medio ambiente.
Energía en las personas, en las comunidades, en la cultura.
Petrobras. Ponemos energía en todo lo que hacemos.



PETROBRAS