



PETROTECNIA

3 | 10

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

Producción de hidrocarburos



junio 2010

Petrotecnica Revista del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas. • Año LI N° 3

MEDIA SPONSOR DE



Congreso de Producción del Bicentenario

MEDIA SPONSOR DE





Su pozo es nuestro mundo. Y el de ellos.

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

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



El eje temático de este número de *Petrotecnia* está dedicado a la producción de hidrocarburos, un tema siempre presente.

Entre el 18 y el 21 de mayo se realizó en la ciudad de Salta el IV Congreso de Producción que, en homenaje a la conmemoración de los doscientos años de la Revolución de Mayo, llevó el nombre de *Congreso de Producción del Bicentenario* y el lema *El desafío de producir más energía*.

Pocos temas son más convocantes en nuestro país y en el mundo como el debate sobre las posibilidades de producir más energía. Así, los especialistas en producción de hidrocarburos se dieron cita en Salta con este fin. Contamos con la asistencia de más de 400 participantes en las distintas jornadas del Congreso, en las cuales se expusieron trabajos técnicos de gran calidad y hubo interesantes disertaciones y mesas redondas.

Asumir el desafío de producir más energía, cada uno desde la actividad específica que desarrolla en la industria, es movilizador en los tiempos en los que nos encontramos. Nuestro país necesita contar con fuentes de energía confiables y sostenibles, que le aseguren la posibilidad de seguir desarrollándose. La producción de hidrocarburos es hoy la fuente principal de suministro de energía en la matriz energética de nuestro país. Mantenerla no debe ser una tarea aislada de unos pocos, sino el trabajo en conjunto de un equipo de recursos humanos capacitados; con ideas creativas; voluntad de inversión; con un Estado comprometido que genere una política de largo plazo propicia; y una sociedad informada de la realidad de nuestra industria que acompañe estos proyectos.

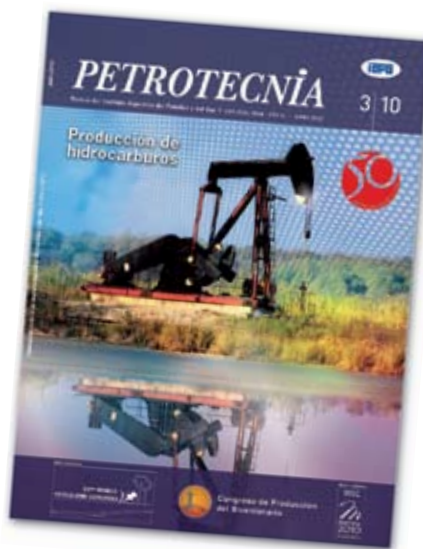
Quiero agradecer a la comisión de Producción y a los miembros del *staff* de nuestro Instituto por el apoyo brindado para la realización de este Congreso. Como siempre, contamos con el importante patrocinio de empresas socias que nos acompañaron. Quiero destacar en especial a los profesionales que participaron activamente con la presentación de trabajos técnicos y formaron parte de las mesas redondas y de las disertaciones.

En este número contamos con una nota muy interesante que analiza el efecto que el desarrollo de yacimientos de *shale gas* ha tenido sobre la producción total de gas en los Estados Unidos y su impacto en los mercados de GNL y de gas en el mundo. Es una experiencia para considerar, ya que la Argentina tiene muy buenas posibilidades de aumentar sus reservas a través del desarrollo de yacimientos con reservorios no convencionales.

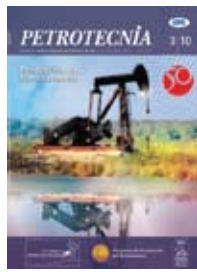
La historia de vida de este número se dedica a Juan Cagnacci, quien fue un profesional muy reconocido en Gas del Estado y considerado un formador de jóvenes profesionales.

Hasta el próximo número.

Ernesto A. López Anadón



Sumario



Tema de tapa | Producción de hidrocarburos

08 Estadísticas

Los números del petróleo y del gas.
Suplemento estadístico

Introducción



10

■ Cerró con éxito el Congreso de Producción del Bicentenario

Finalizó exitosamente el Congreso de Producción del Bicentenario, organizado por el IAPG en Salta del 18 al 21 de mayo. Las actividades mostraron un nivel técnico de calidad elevada. Participaron especialistas, técnicos, estudiantes y representantes del gobierno de las provincias. También hubo una gran concurrencia de participantes extranjeros.

Tema de tapa



14

■ Conclusiones de las conferencias en el Congreso de Producción del Bicentenario

El encuentro contó con la presentación de tres conferencias, a cargo de especialistas de la industria. Se repasaron aspectos clave que permitieron el debate e intercambio de información entre los participantes. Petrotecnia resume las principales ideas de cada presentación.



26

■ Principales conclusiones de las mesas redondas

A través de diferentes mesas redondas se intercambiaron experiencias acerca de los temas más relevantes de la industria.



52

■ Alocación de la producción conjunta en reservorios multicapas mediante técnicas geoquímicas

Por *Martín Eugenio Fasola*, YPF SA; *Inés Labayen*, Inés Labayen SRL; *Gustavo Maselli*; *Anabel Kuriss*, LMA SRL

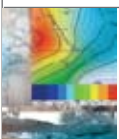
Se presenta la metodología geoquímica desarrollada para alocar la producción y su aplicación en algunos yacimientos de las cuencas Neuquina y del Golfo San Jorge ubicados en la Argentina. Se discuten las condiciones de aplicación, el tipo de muestras requeridos, los parámetros geoquímicos que pueden utilizarse y las metodologías analíticas más adecuadas.



68

■ Aprovechamiento de empujes espontáneos para optimizar secundarias avanzadas

Marcelo A. Crotti, *Julián Bardelli*, *Diana Masiero* (Inlab SA); *Gastón Fondevila* (CAPSA)
Se analiza la posibilidad de acomodar los arreglos geométricos regulares de pozos inyectores y productores en secundarias avanzadas, mediante esquemas que favorezcan el flujo "espontáneo" del petróleo como resultado del equilibrio de fuerzas capilares y gravitatorias.



82

■ Caracterización petrofísica a partir de la integración de registros eléctricos y datos de roca de la Fm. Mulichinco del yacimiento Rincón del Mangrullo, Neuquén, Argentina

Aldo Omar Montagna, *Elsa Beatriz Zardo*, *María Agustina Celentano* (YPF SA)
Preservación del ambiente.

El principal objetivo del trabajo fue lograr una caracterización petrofísica en base a información de roca y registros de pozo que permitiera la determinación del modelo de facies presente y las características petrofísicas del reservorio.

Trabajo técnico

98

■ El desafío del gas natural, la revolución del *shale gas* en América del Norte y su impacto en el mercado del GNL

Por *Roger Tissot*

El autor presenta el comportamiento del *shale gas* y su influencia en los mercados globales y en el GNL.

50° Aniversario

■ *Petrotecnia* hace 50 años

104

Historia

■ Recordando a Gas del Estado

Por *ingeniero Ricardo A. Bazzi*

Otro relato que repasa, en primera persona, los principales hitos de la empresa nacional.

Historia de vida

■ **Juan Enrique Cagnacci**

Por *Mariel S. Palomeque*

110

Recorremos la vida de uno de los “maestros” de la industria del gas de nuestro país.

Novedades

Novedades de la industria	114
Novedades del IAPG	120
Novedades desde Houston	124

Índice de anunciantes

126

Staff

Director. Ernesto A. López Anadón

Editor. Martín L. Kaindl

Redacción. Mariel Palomeque
redaccion@petrotecnia.com.ar

Asistentes del Departamento de Comunicaciones y Publicaciones.
Mirta Gómez y Romina Schommer

Departamento Comercial. Daniela Calzetti y María Elena Ricciardi
publicidad@petrotecnia.com.ar

Estadísticas. Roberto López

Comisión de Publicaciones

Presidente. Enrique Mainardi

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

Diseño, diagramación y producción gráfica integral

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

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

Año LI N° 3, JUNIO de 2010

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 *Petrotecnia*.

Suscripciones (no asociados al IAPG)

Argentina: Precio anual - 6 números: \$ 200

Exterior: Precio anual - 6 números: USD 220

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

Informes: suscripcion@petrotecnia.com.ar

Los trabajos científicos o técnicos publicados en *Petrotecnia* 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

- 1º 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.
- 1º Premio a la mejor revista de instituciones 2006.
- 1º Premio a la mejor nota técnica 2007.
- Mejor nota técnica-INTI 2008.
- Accésit 2008, nota periodística.
- Accésit 2008, en el área de producto editorial de instituciones.
- Accésit 2009, en el área de publicidad.
- Accésit 2009, nota técnica.

Comisión directiva 2010-2012

CARGO

Presidente
Vicepresidente 1º
Vicepresidente Upstream Petróleo y Gas

Vicepresidente Downstream Petróleo
Vicepresidente Downstream Gas
Secretario
Pro-Secretario
Tesorero
Pro-Tesorero
Vocales Titulares

Vocales Suplentes

Revisores Cuentas Titulares

Revisores Cuentas Suplentes

EMPRESA

Socio Personal
YPF S.A.
PETROBRAS ENERGIA S.A. (PESA)

ESSO PETROLERA ARGENTINA S.R.L.
GAS NATURAL BAN S.A.
CHEVRON ARGENTINA S.R.L.
TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A. (TGN)
PAN AMERICAN ENERGY LLC. (PAE)
TRANSPORTADORA DE GAS DEL SUR S.A. (TGS)
TOTAL AUSTRAL S.A.
TECPETROL S.A.
PLUSPETROL S.A.
CAPSA/CAPEX - (Com. Asoc. Petroleras S.A.)
METROGAS

OCCIDENTAL ARGENTINA EXPLORATION & PRODUCTION, INC. (OXY)
APACHE ENERGIA ARGENTINA S.R.L.
TECNA
WINTERSHALL ENERGIA S.A.
COMPAÑIA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A. (CGC)
SIDERCA S.A.I.C.
PETROQUIMICA COMODORO RIVADAVIA S.A. (PCR)
SCHLUMBERGER ARGENTINA S.A.
BOLLAND & CIA. S.A.
REFINERIA DEL NORTE (REFINOR)
DLS ARGENTINA LIMITED - Sucursal Argentina
DISTRIBUIDORA DE GAS CENTRO-CUYO S.A. (ECOGAS)
HALLIBURTON ARGENTINA S.A.
GAS NOR S.A.
BJ Services S.R.L.
LITORAL GAS S.A.
CAMUZZI GAS PAMPEANA S.A.
A - EVANGELISTA S.A. (AES A)
BAKER HUGHES COMPANY ARG. S.R.L. - Div. Baker Atlas
Socio Personal
CESVI ARGENTINA S.A.
OLEODUCTOS DEL VALLE (OLDELVAL)

Titular

Ing. Ernesto López Anadón
Lic. Juan Bautista Ordóñez
Dr. Carlos Alberto Da Costa

Ing. Luis Horacio García
Ing. Horacio Carlos Cristiani
Ing. Ricardo Aguirre
Ing. Daniel Alejandro Ridelener
Ing. Rodolfo Eduardo Berisso
Ing. Carlos Alberto Seijo
Sr. Javier Rielo
Cdor. Gabriel Alfredo Sánchez
Ing. Juan Carlos Pisanu
Ing. Sergio Mario Raballo
Ing. Andrés Cordero

Sr. Horacio Cester
Ing. Daniel Néstor Rosato
Ing. Margarita Esterman
Ing. Gustavo Albrecht
Dr. Santiago Marfort
Ing. Guillermo Héctor Noriega
Ing. Miguel Ángel Torilo
Sr. Richard Brown
Ing. Adolfo Sánchez Zinny
Ing. Daniel Omar Barbería
Ing. Eduardo Michieli
Ing. Eduardo Atilio Hurtado
Ing. Luis Gussoni
Lic. Rodolfo H. Freyre
Ing. Luis Alberto Mayor Romero
Ing. Ricardo Alberto Fraga
Ing. Juan José Mitjans
Ing. Alberto Francisco Andrade Santello
Ing. Eduardo Daniel Ramírez
Ing. Carlos Alberto Vallejos
Ing. Gustavo Eduardo Brambati
Sr. Daniel Oscar Inchauspe

Alterno

Sr. Segundo Marengo
Ing. Marcelo Gerardo Gómez
Dr. Diego Saralegui

Ing. Andrés A. Chanes
Ing. Jorge Doumanian
Ing. Guillermo M. Rocchetti
Sr. José Montaldo
Ing. Alfredo Felipe Viola
Ing. Daniel Alberto Perrone
Sr. José Luis Fachal
Dr. Carlos Alberto Gaccio
Lic. Marcelo Eduardo Rosso
Ing. Jorge M. Buciak
Lic. Jorge Héctor Montanari
Lic. Hernán Maurette
Lic. Luis Pedro Stinco
Sr. Fernando J. Araujo
Ing. Gerardo Francisco Maioli
Lic. Patricio Ganduglia
Ing. Carlos Gargiulo
Ing. Daniel Blanco
Lic. Emilio Penna
Ing. Hermes Humberto Ronzoni
Ing. Edelmiro José Franco
Ing. Gustavo Rafael Mirra
Ing. Jorge Ismael Sánchez Navarro
Ing. Donaldo Sloop
Ing. Osvaldo Hinojosa
Ing. Jaime Patricio Torregrosa Muñóz
Ing. Néstor Amílcar González
Ing. José María González
Lic. Tirso I. Gómez Brumana

Sr. Marcelo Omar Fernández

**No existe lejos ni cerca.
Estamos en todo el país.**



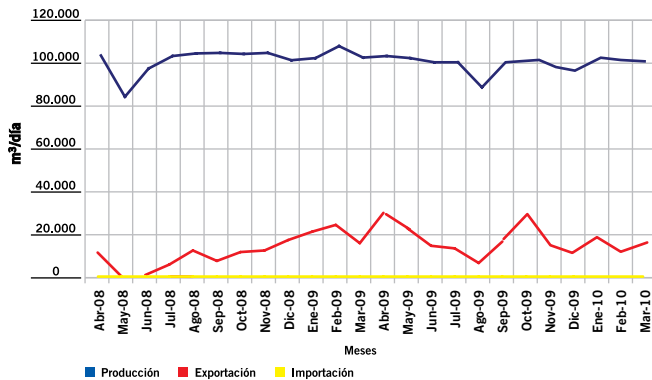
YPF

LOS NÚMEROS DEL PÉTROLEO Y DEL GAS

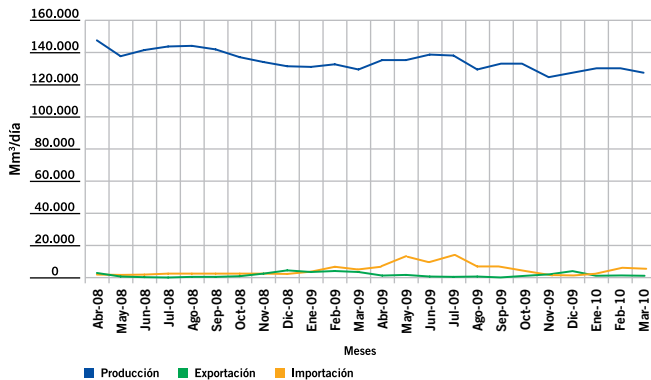


www.foroiapg.org.ar
 Ingrese al foro de la industria del petróleo y del gas

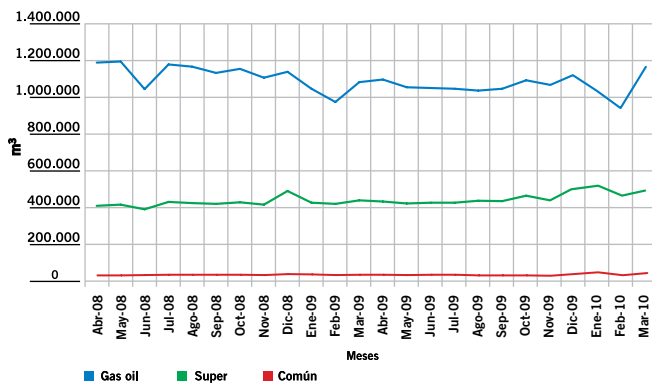
Producción de petróleo vs. importación y exportación



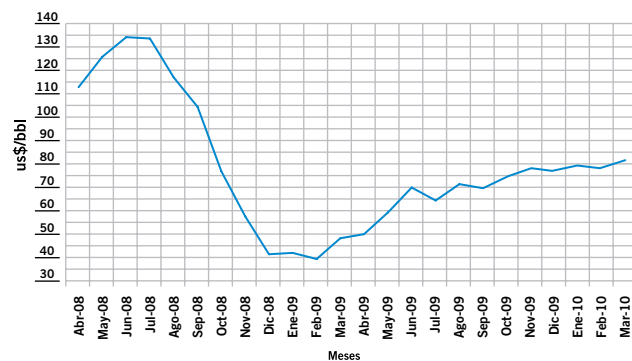
Producción de gas natural vs. importación y exportación



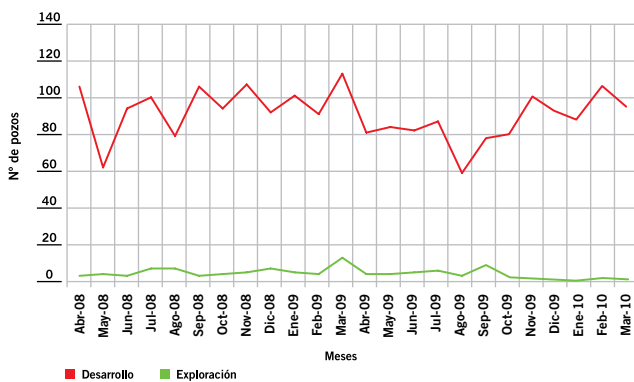
Ventas de los principales productos



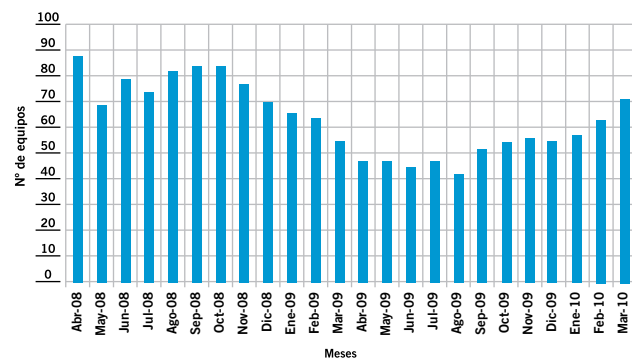
Precio del petróleo de referencia WTI



Pozos perforados



Cantidad de equipos en perforación



Comunidad de intereses

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



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

www.total.com



Nuestra energía es suya

TOTAL



Cerró con éxito el Congreso de Producción del Bicentenario

Con casi 400 asistentes, finalizó el evento organizado por el IAPG en Salta del 18 al 21 de mayo. Las actividades incluyeron conferencias, mesas redondas y sesiones de pósters que mostraron un gran nivel técnico. Participaron especialistas, técnicos, estudiantes y representantes del gobierno de las provincias. También hubo una gran concurrencia de participantes extranjeros provenientes de México, Brasil, Estados Unidos, Uruguay, Venezuela y España.

El Congreso del Bicentenario contó con la presencia de diferentes representantes de la administración pública nacional. El secretario de Energía de la provincia de Salta, Marcelo Agustín Palopoli, lo inauguró oficialmente y destacó su importancia para la provincia. “Este es el momento en el cual las nuevas tecnologías van a hacer posible que se pueda sostener una producción. Creo que el camino es seguir poniendo un poco más de ideas para llegar a producir más energía, nunca más acertado el título de este Congreso. Por ende los insto a todos a trabajar en ese sentido y desde Salta tienen todo el apoyo”, resaltó.

El presidente del IAPG, el ingeniero Ernesto A. López Anadón, acompañó la ceremonia y expresó: “Esta es una industria de alta tecnología que requiere mucho profesionalismo, que afronta muchos riesgos, que aparte tiene que permanentemente estar cuidando seguridad y medioam-

biente, es decir es una industria de alta complejidad. Con la dedicación de todos ustedes, los que formamos parte de esta industria, es como se está manejando y como se logran estos éxitos. Por eso, creo que el objetivo a futuro que tenemos de desarrollar nuestros campos más allá de lo que hasta hace poco era el límite económico, se va a lograr, porque tenemos la base del conocimiento a través de todos estos años de experiencia en la Argentina”.

Sin embargo, para el directivo todavía faltan algunas cosas que hacer. “Se requiere una política de estado, una política que permita dar horizontes de largo plazo que este más allá de los avatares del corto plazo. Para esa política, para que mediante esa política el estado pueda establecer las regulaciones y las empresas invertir y afrontar el riesgo. Para ello, no es sólo necesario decirlo, sino que debemos tener una actitud proactiva hacia ello y necesitamos conseguir el concurso de la sociedad en su conjunto, toda la sociedad, no sólo las fuerzas políticas, sino la gente, el consumidor, los productores y demás. Sin embargo, es una materia todavía pendiente en nuestra industria. Nosotros nos conocemos mucho y conocemos internamente lo que hacemos y qué complejo es lo que se hace y cuán riesgoso es lo que se hace. Sin embargo, fuera de nuestro círculo poco de conoce. Entonces, yo los convoco a que, individualmente y en su conjunto, comiencen a explicar y a expandir un poco el conocimiento de toda la tarea que significa dar energía a Argentina. Solo así vamos a conseguir una reacción hacia lo que se necesita, lo que necesita el país como para seguir produciendo adecuadamente y rentablemente sus hidrocarburos y también nuestra labor va a ser reconocida”.

Por su parte, Alberto Gil hizo hincapié en la altísima calidad que caracterizó a los trabajos técnicos presentados para evaluar en el marco del evento y su variedad. Destacó la participación de ingenieros jóvenes, quienes están sumando sus esfuerzos y análisis a la industria. Además, estuvieron en la inauguración la secretaria de Hidrocarburos y Minería de Río Negro, Tamara Natalia Pérez Balda; el subsecretario de Hidrocarburos y Minería de La Pampa, Jorge Varela; el director provincial de Economía de Neuquén, José Gabriel López; el director general de Exploración y Explotación de Neuquén, Darío Estrella; el director general de Hidrocarburos de La Pampa, Jorge Amigone; el director general de Hidrocarburos y Minería de Río Negro, Ramiro Mendía; Horacio Moscoloni, del área Hidrocarburos de la Dirección Provincial de Energía de la provincia de Buenos Aires.

En esta oportunidad, el Congreso contó con la presentación de 52 trabajos técnicos, 30 pósters, 3 mesas redondas, 3 almuerzos con conferencias y 3 conferencias. En todas ellas se abordaron temáticas centrales para el sector. Rubén Caligari, de Petrobras, expuso acerca del futuro del conocimiento; Nino Barone, de Pluspetrol, presentó *Dos décadas de cambio del Gas Natural en la Argentina - 1990/2000*. Por último, Hernán Acuña, de Ryder Scott, trató *El Impacto de los últimos cambios en las definiciones de reservas*.

La primera mesa redonda abarcó temas vinculados con experiencias y tecnologías en operaciones *offshore*. Su objetivo fue reseñar las experiencias realizadas en la Argentina con relación a desarrollos de exploración y explotación de yacimientos en el mar, pero además bus-



López Anadón, Palópoli y Gil inauguraron la muestra del Congreso.



Trabajos técnicos premiados y seleccionados por el comité Organizador

Primer premio

Alocación de la producción conjunta en reservorios multicapas mediante técnicas geoquímicas. De Martín Eugenio Fasola (YPF SA), Inés Labayen (Inés Labayen SRL), Gustavo Maselli, Anabel Kuriss (LMA SRL).

1ra. mención

Aprovechamiento de Empujes Espontáneos para optimizar secundarias avanzadas, de Marcelo A. Crotti, Julián Bardelli, Diana Masiero (Inlab SA); Gastón Fondevila (CAPSA).

2da. mención

Caracterización petrofísica a partir de la integración de registros eléctricos y datos de roca de la F. Mulichinco del yacimiento Rincón del Mangrullo, Neuquén, Argentina, de Aldo Omar Montagna, Elsa Beatriz Zardo, María Agustina Celentano (YPF SA).

có establecer cuáles son los planes en marcha y puso a disposición de la industria la información de los últimos avances tecnológicos.

La segunda mesa, llamada *Gas de Formaciones de Baja Permeabilidad*, tuvo la intención de mostrar de qué manera el gas de formaciones *tight*, unido al gas de esquistos y al gas asociado a lechos de carbón, puede constituirse en un

Trabajos destacados

Dosificación de Surfactante por Capilar en Yacimiento Ramos, de Germán Álvarez, Rocío Ortiz Best, Gonzalo Villalba (Pluspetrol SA).

Evolución y Automatización del Bombeo por Cavidades Progresivas (PCP) en Áreas El Porvenir Aguada Baguales, provincia de Neuquén, de Mariano Matías Montiveros, Alejandro Juan Sampaolesi (Pluspetrol SA).

La automatización de pozos con bombeo mecánico en Argentina, de Alberto Gasparri (Lufkin Argentina SA).

Optimización del Sistema de Producción Gas Lift Anular en el Yacimiento Tres Picos. Área Cerro Dragón, de Víctor Sardinas; Jorge Da Silva; Héctor Moyano; José Meriño (Pan American Energy LLC).

Producción en Yacimientos no convencionales, de Mario Ottulich, Federico García, Roberto Grande (Pan American Energy LLC).

Visualización sísmica y caracterización geológica de reservorios de origen fluvial. Yacimiento El Valle, provincia de Santa Cruz, Argentina, de Diego Costantino (Fault Dynamics Research Group); Carolina Crovetto, Guillermo Ronanduan, Ariel Schiuma (Pan American Energy LLC).



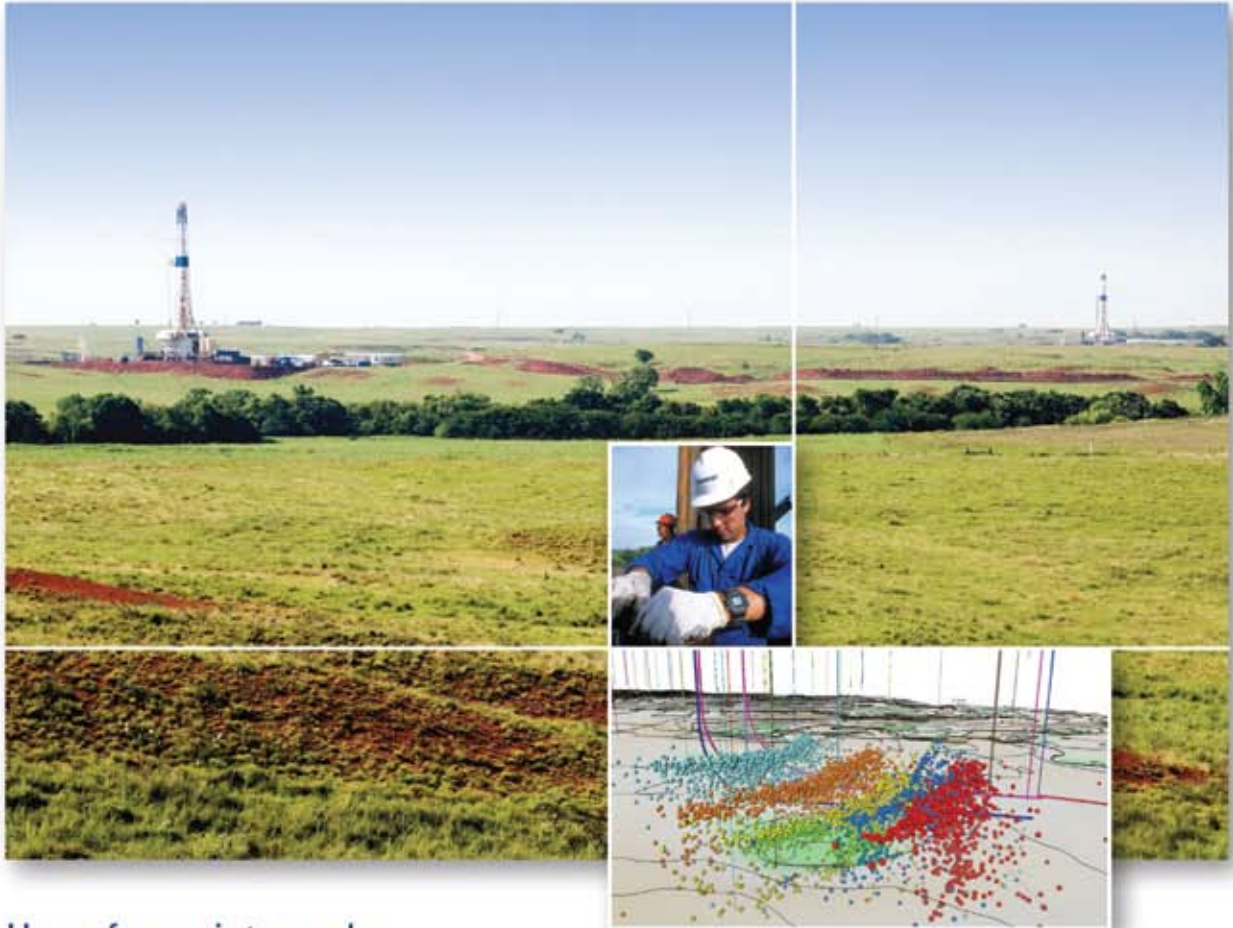
aporte importante a las reservas y producción de este material en el país. Finalmente, la mesa *Yacimientos Maduros* focalizó sobre este tipo de explotación, con especial atención en todos los elementos que puedan ayudar a mantener los costos operativos dentro de márgenes positivos.

Los almuerzos con conferencia estuvieron a cargo de tres especialistas. Jorge Castro habló acerca de las perspectivas de la demanda energética mundial y las posibilidades de América del sur y de la Argentina; Patricio Malone, quien desarrolló la experiencia en la perforación de un pozo exploratorio profundo en la Cuenca del Noroeste (Yacimiento Ramos); por último, Juan Carlos Gonzalez, quien disertó sobre la investigación y el desarrollo dedicados a la energía.

Paralelamente al Congreso, se efectuó una muestra tecnológica, que estuvo abierta al público, de la que participaron compañías de todas las especialidades relacionadas con la industria del petróleo y del gas.

El IAPG agradece el trabajo del comité Técnico y del comité Organizador, que ha sido excelente, a la seccional Tartagal del Instituto y a las empresas socias que apoyaron al Congreso. ■

Liberaamos el verdadero potencial



Impacto Medible es una marca de Schlumberger. © 2010 Schlumberger. 09-UG-0001

Un enfoque integrado

Para liberar el potencial de su reservorio de shale gas, es esencial contar con una perforación integrada y un programa de evaluación y estimulación para cada pozo o yacimiento. Este enfoque tiene en cuenta el modelo geológico y los parámetros críticos del reservorio para asegurar su éxito a largo plazo.

Participamos en las operaciones de shale gas más importantes del mundo. Realizamos evaluaciones comerciales de shale gas para más de 2.000 pozos y alrededor de 15.000 operaciones de estimulación. Desarrollamos tecnologías y procesos de marca registrada para entender las complejidades de su reservorio; para maximizar su producción de shale gas.

www.slb.com/shalegas

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

Schlumberger



Conclusiones de las conferencias en el Congreso de Producción del Bicentenario

El encuentro contó con la presentación de tres conferencias a cargo de especialistas de la industria. Los expertos repasaron aspectos clave que permitieron el debate e intercambio de información entre los participantes. **Petrotecnica resume las principales ideas de cada conferencia**

Rubén Caligari:
El futuro del conocimiento. Petrobras

Aunque hay un relativo consenso acerca del impacto del conocimiento sobre el desarrollo, tanto corporativo como regional, a veces esa relación no es evidente o se ve confundida. Esto sucede, en parte, por el acceso prácticamente masivo a las tecnologías de información y comunicaciones.

Las sociedades y las empresas se están orientando hacia nuevas formas de organización, caracterizadas por lo que no sabemos: por las preguntas y no por las respuestas. Los problemas reales son cada vez más complejos. No son las partes y relaciones que pueden ser comprendidas y descritas, sino que hay tantas partes y relaciones que no podrían ser comprendidas ni descritas en su totalidad. Vamos hacia un enfoque de la realidad como sistema, con una fuerte analogía adaptativa biológica, que no podrá ser encarada si no es por un aporte multidisciplinario. La terminología incluye conceptos como coevolución, auto-organización, caos, borde creativo, mutaciones o *feedback*.

Hoy, el conocimiento se encuentra en medio de cambios y turbulencias, pero es la base de la economía y el desarrollo y se comercializa como tal. Igualmente, es más relevante como valor agregado a los productos. Estamos

en la búsqueda de nuevos modelos de desarrollo para las sociedades en la economía del conocimiento, incluyendo el análisis de las disparidades entre las regiones. Estos modelos consideran también los intercambios en términos ambientales y ética empresarial. La mirada pasa de lo interno a lo externo a la organización y de lo operacional de corto plazo a lo estratégico de largo plazo.

El conocimiento en la organización implica la creación de una cultura orientada al conocimiento, el desarrollo de los trabajadores con liderazgo de la dirección, la entrega de productos y servicios basados en el conocimiento, el hecho de maximizar el capital intelectual de la organización, la creación de un ambiente de colaboración y el conocimiento de los clientes y de las partes interesadas en el marco de una organización que aprende y que transforma el conocimiento organizacional en valor.

El conocimiento como ventaja competitiva implica resultados consistentes que se observan en el promedio móvil de 10 años, así como en otros indicadores. Una forma de lograrlo es con la creación de valor a partir del capital intelectual de la empresa.

Por otro lado, existe un concepto de democracia del conocimiento, que trae consigo la idea del acceso casi libre a los datos, estructuras flexibles y horizontales, herramientas y tecnologías conocidas y aplicadas; y redes formales e informales.

Pero las cuestiones de estructura son siempre acerca de relaciones, no son oficinas o inventarios, sino nodos y componentes. La organización se define por sus características diferenciales más que por lo que tiene en común con otras organizaciones. La creación de conocimiento se acepta como un proceso social, mucho más complejo y con grandes implicancias, por ejemplo, según Verna Allee, al trabajar en redes el proceso de toma de decisiones es distribuido, no centralizado, y los intentos de burocratizarlo son contrarios a la inteligencia organizacional.

Las redes sociales han generado una percepción (sobredimensionada) de la interactividad en red y su real impacto en los negocios. El ágora virtual provee soporte a la natural sociabilidad humana, amable e intrascendente. En realidad, la historia humana podría ser considerada como una historia de la vida en comunidades, sólo que ahora las comunidades virtuales ofrecen oportunidades y desafíos inéditos. Las nuevas comunidades son no tradicionales, en el sentido en que se organizan, son innovadoras, libres, valoran la participación tanto como los resultados o aportes concretos. Así, aparece con fuerza el concepto de confianza.

Las comunidades se inician, normalmente, como innovadoras, aunque suelen evolucionar hacia tradicionalistas o conservadoras. Sin embargo, aún en las comunidades conservadoras hay innovación en los márgenes. Sería inteligente dar soporte a estas comunidades y observar eventuales desvíos. La evolución de las comunidades recorre un camino que va desde lo operacional (redes tecnológicas: bases de datos compartidas, portales) hacia lo táctico (redes de conocimiento: comunidades de práctica, mapas del conocimiento) y hasta lo estratégico (redes de creación de valor: modelos de negocio, creación de escenarios, activos intangibles).

La red pasó de soportar datos a soportar contenidos. Ahora, todos podemos publicar nuestras ideas gratis en



la red y esto trae consigo soluciones y nuevos problemas. El valor de una red es proporcional al número de usuarios. MySpace tiene 100 millones de usuarios registrados y Facebook tiene 50 millones. Son usadas para expandir las redes profesionales de negocio; pero la frontera entre trabajo y vida privada es difusa, implica menor productividad, riesgos de confidencialidad y de información al mercado y responsabilidad por lo que se publica en tiempo y lugar de trabajo.

En términos de conocimiento actual, la empresa 2.0 se configura como una aplicación inteligente de las nuevas plataformas de comunicación social por la organización a lo largo de su cadena de valor, con selectividad en la elección de medios, cuidadosa implementación y calibrada expectativa de resultados.

Comenzamos a pensar a las redes como hechos económicos que involucran no sólo el intercambio de bienes y servicios físicos o financieros, sino intangibles que pueden agregar valor. El interés por los intangibles hace necesario repensar el negocio y desarrollar herramientas para medir y aumentar el capital intelectual. Ya aparecen en los balances de las compañías y hay un intenso debate acerca de cómo contabilizarlos en forma normal. Debemos desarrollar herramientas de gestión y valuación de los intangibles totalmente novedosas.

La empresa es una red de relaciones: cada compañía interactúa en una compleja malla de creación de valor, donde el resultado depende de las competencias y también de la colaboración, la cooperación y la creación de un ambiente de negocios donde todos sean exitosos, incluso los competidores eventuales. Las cuestiones incluyen la identidad, la ética y cuadros complejos de *big picture*, que se tratan usando reflexión, diálogo, creación colectiva que a veces conducen a situaciones paradójicas y confusas. *Enterprise 2.0* es vender bienes por internet y

soportar procesos de negocio, como *supply chain management* o áreas muy prometedoras, como asociaciones estratégicas, investigación abierta, colaboración.

Al crear valor, la empresa 2.0 tiene en cuenta a sus clientes (servicio al cliente, acceso a nuevos usuarios: los involucra e interactúa con ellos); empleados (gestión del conocimiento, fortalecimiento de la cultura organizacional, capacitación y relocalización, servicios a los empleados) y a sus socios proveedores (mejora de la integración, conexión con los expertos, involucramiento a los proveedores, soporte y mejora de procesos). Como ejemplo, Petrobras posee redes temáticas: 50 redes en 19 estados con 83 instituciones, 853 contratos y cerca de 1 billón de dólares en inversión.

El número de graduados en petróleo en EE.UU. aumentó como respuesta a incentivos de la industria. Globalmente, se estima que la tendencia se repite. Pero no hay un criterio uniforme acerca de los contenidos de las carreras. Algunos pueden pensar que educar es el mal necesario para poder entrenar. La vida media de los conocimientos técnicos es 20 años. Los ingenieros de los próximos 20 años usarán herramientas que aún no se han desarrollado. Para educar a los nativos digitales, debemos reconocer sus características: necesidad de acortar y hacer más flexibles las carreras, darles oportunidades de crecer y desarrollarse haciendo, desafiarlos. Las competencias del pasado y del presente son siempre las mismas. Los ingenieros del futuro sabrán todo, porque sabrán investigar, preguntar y aprender. También harán de todo, porque se integrarán proactivamente a equipos de alto desempeño.

Si pensamos que la humanidad aprende de sus errores debemos ser optimistas respecto del futuro del conocimiento. Siempre, el conocimiento influyó sobre la realidad, definió el poder y su impacto será aún más fuerte en el futuro. La tecnología propone herramientas poderosas y como nunca antes, accesibles, su uso inteligente marcará la diferencia.

La organización deberá redefinir su identidad como una consciencia colectiva de fines, medios y valores. La exigencia de confianza aparece muy marcada. Igual con la necesidad de transparencia. La economía digital crea un ambiente donde las decisiones y acciones privadas pueden pasar a ser inmediatamente públicas, los errores o juicios equivocados están sometidos al juicio público y las prácticas se cuestionan por la prensa.

Nino Barone: El gas natural en la Argentina. Pluspetrol

El gas natural en la Argentina ha sufrido dos décadas de cambio. Repasando rápidamente su historia, se cumplieron 50 años de un hecho trascendental para la provincia de Salta: la habilitación del tendido del gasoducto Campo Duran Gran Buenos Aires. Esto implicó que el gas en el país comenzara a ser de consumo masivo, tanto industrial como de generación térmica.

En 1990 ocurrió también una situación bastante especial, porque se realizó una auditoría de reservas, previo a lo que sería la privatización de Gas del Estado. Las reservas pasaron, de un año al otro, de 744 mil millones a 579

mil millones. En 1992 se llevó a cabo la desregulación de la actividad que monopolizaba Gas del Estado hasta ese momento, con la Ley 24076. Otro hito se dio en 1996, cuando se inició el país como exportador y, desde 2004, un progresivo retiro de tal condición.

Ya en 1999, la Argentina suspendió la importación de gas de Bolivia y la reinició en el 2004. El año 2000 vio el mayor volumen histórico de reserva aprobada, en ese momento, 788 mil millones. Los cambios regulatorios en 2004, con la promulgación de los Decretos 180 y 181, -cambios muy significativos en la actividad- y la creación del mercado electrónico del gas se dieron al mismo tiempo que se registró el mayor volumen diario de producción, que superó los 142 millones de metros cúbicos aproximadamente. Finalmente, la culminación de un proceso en el cual se ve una baja reposición de reserva respecto de su producción.

En cuanto a los aspectos regulatorios, se los puede dividir en tres períodos. Primero, de 1990 a 1992, período en el cual la actividad era llevada a cabo por Gas del Estado, los precios regulados, el mercado altamente concentrado. El Ministerio de Energía, Obras y Servicios Públicos de aquel entonces establecía los precios del gas; Gas del Estado se constituía como el único comprador y vendedor del gas; los servicios integrados y el referido Ministerio establecían tarifas a los usuarios. La autoridad regulatoria en ese tiempo era la Secretaría de Energía y Gas del Estado.

Luego, entre 1993 y 2001, ya en plena vigencia de la privatización, hubo una desregulación, precios libremente pactados, mercados menos concentrados. La autoridad regulatoria era el ENARGAS, que autorizaba el pase a tarifa de la variación en el precio del gas; había dos compañías de transporte, un mercado de acceso abierto, tarifa regulada -los transportistas no podían comprar ni vender gas-, 9 compañías de distribución (aunque originalmente



integridad
pasión
orgullo **táctica**
potencia
respeto
seguridad **resultados**
compromiso



El equipo que lo acompaña
en sus desafíos



eran 8 y luego se sumó la zona del noreste argentino), y tarifa regulada. La autoridad regulatoria era la Secretaría de Energía, en lo que hace a exploración y producción; y el ENARGAS, en el transporte y distribución.

En el tercer período, de 2002 a la actualidad, pueden verse precios controlados por el Estado, mercado controlado por el Estado, la institución regulatoria ENARGAS intervenida, tarifas políticas y control de precios, fideicomisos en proyectos de expansión, recargos impositivos con destino a fondos fiduciarios, retenciones a la exportación de gas, importación de gas natural y GNL. La autoridad regulatoria, la Secretaría de Energía, asume las funciones.

En el caso de la Argentina, las reservas de gas durante 2008 declinaron un 2% respecto de 2007. ¿Qué es lo que ha pasado en el consumo? Para el mundo, el consumo de gas natural durante 2008 creció un 4,1% respecto de 2007, y en la Argentina, un 1,2%.

En lo que hace a la evolución de las reservas, en el mundo hay crecimiento constante de reservas. Por cada metro cúbico que se ha producido se han repuesto 2,4 metros cúbicos durante ese período. En nuestro país la caída de reservas es del orden del 31% entre el período 1990-2008: por cada metro cúbico producido se han repuesto 0,76 metros cúbicos en calidad de reserva de la misma unidad.

En 1990, la Argentina ocupaba la vigésima segunda posición en el ránking mundial, en este caso, de las reservas.

Hoy está en la posición 42. En el caso de la producción, a nivel mundial y entre 1990-2008 mostró un crecimiento del orden del 55,5%, la duración de esas reservas sería del orden de 60 años y se ha mantenido siempre dentro de esa cantidad de años, a lo largo de los 20 años que estamos analizando.

En el caso argentino, la producción en ese período ha crecido un 117,7%. En 2008 la Argentina ocupó la décima octava posición en el orden mundial, con el 1,6% del total producido.

En cuanto a importación, exportación y matriz energética, el movimiento por gasoducto involucra a 31 países exportadores y 51 países compradores a nivel mundial. La Argentina, como exportador, ocupa el trigésimo primer lugar, y como importador ocupa el quincuagésimo primer lugar.

En GNL hay 15 países que son exportadores, 18 importadores. La Argentina inició la importación de este gas en 2008 ocupando la décima octava posición, en realidad, la última.

En lo que hace a la matriz energética en el mundo, el petróleo y el gas en conjunto superan el 60% de su matriz; en este mismo período, el gas natural muestra un crecimiento que arranca de 21,9%, y, en 2008, se sitúa en un 24,1%. Mientras tanto, en la Argentina, el uso conjunto de gas y petróleo supera el 85% de su matriz energética y el gas natural sigue siendo su base principal de suministro, al pasar de 42% a 53%.



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

SOLIDBLOCK

7.1/16" y 5.1/8"
#5.000/10.000 psi

Operaciones Rig Less

Instalados en Cuencas Golfo San
Jorge / Cuyana API 6A - 19 Ed.

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

www.wenlen.com / ventas@wenlen.com

Soluciones integrales para la industria del petróleo y del gas



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



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



SKANSKA

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



En cuanto a reservas de gas, la Argentina pasó de 579 mil millones a 399 mil millones, lo que significa una caída del orden del 31%. Dejamos de ser un país gasífero para ser un país con gas.

En la producción de gas, de 63 millones de metros cúbicos por día en el 90, pasó a 137,8 en 2008, es decir, se incrementó casi 120%. En lo que hace a importación, en 1990 importábamos 6 millones de metros cúbicos día; en 2008 estábamos importando 2,6 millones, o sea, una declinación del 53%. En 1990 no existía la exportación de gas.

En lo que hace a la producción por presión -esto es un factor bastante importante- en 2000, y en este caso tomando solamente un período más corto, porque es la información que se dispone oficialmente, tenemos que el 58% del gas que se producía provenía de yacimientos de alta presión. Es decir, yacimientos que permitían que el gas ingresara directamente al sistema de transporte previo tratamiento. El gas de alta presión del 58 bajó al 22%, el gas de media presión subió de 25 a 30% y el gas de baja presión pasó de 17 pasó a 48%.

Por otro lado, los yacimientos cada vez son más maduros. En cuanto al transporte de gas, de 62 millones en 1990 pasamos a 132, prácticamente un 112% de incremento. Y en el caso de los precios de gas, y aquí solamente tomamos la referencia de qué ha pasado con Bolivia, en aquel momento se cotizaban 2,8 dólares por millón de BTU. A fines del año 2008 llegó a 8 u 8,3 dólares por millón de BTU. En el caso del gas argentino de 0,8 pasó a 1,8. Es decir, mientras que el gas de Bolivia aumentó casi un 200%, el gas de la Argentina aumentó un 125%.

Sobre los flujos principales de gas natural, *downstream*, en el caso de la generación, tomando como referencia 1990 y luego 2008, se pasó de 15 millones de metros cúbicos diarios de consumo a 35. En el verano debimos abastecer 50 millones y más de metros cúbicos de generación.

En industria, hemos pasado de 16 o 17 a 37 millones de metros cúbicos; entre tanto, el GNC aumentó de 0,6 a 7,4 millones de metros cúbicos día; en el caso de gas residencial, pasó de 13 a 25.

Las cuencas sedimentarias argentinas con mediano y alto riesgo ponen de manifiesto la posibilidad potencial de su exploración. Se trata de una actividad que se puede llevar a cabo siempre que se tengan bases económicas acordes con el riesgo que esto implica. En el caso de la actividad exploratoria concretamente, efectuada en el período que estamos considerando, denota altibajos, en parte influenciada por la carencia de precios atractivos de gas, lejanos a las referencias tanto regionales como mundiales.

En 2008, la Argentina comenzó a adquirir GNL, una operación en la que hemos avanzado. En definitiva, hemos extraído un barco en corto tiempo, una tarea muy importante de YPF, más allá del costo, pero que nos ha situado prácticamente dentro del primer país de la región en hacer algo de este tipo. Los precios de 1990 arrancaban en aproximadamente 80 centavos; se llegó a 2001 con valores de aproximadamente 1,30 dólares. La evolución de ese precio promedio ha sido la siguiente: en 2004, los productores firmaron con la Secretaría de Energía lo que fue la resolución 208, donde se establecían precios progresivamente al año 2006, hasta llegar a 1,6 dólares. Dentro de las negociaciones hubo cambios y una negativa del gobierno que provocó una situación en la cual seguimos manteniendo prácticamente congelado el valor residencial.

Si hacemos una comparación con el orden internacional, reflejando el precio en Henry Hub, se deduce que siempre los brasileños están en un precio más bajo que el nuestro y que la Argentina está pagando más por el gas que adquiere de Bolivia

Gas Plus es una buena intención que se ha ido corrigiendo a través del tiempo, porque imponía determinadas condiciones que eran difíciles de cumplir. La Secretaría de Energía finalmente aprobará aquellos proyectos de desarrollo haciéndolo a *referéndum* del Ministerio de Planificación Federal..

Los precios estimados, por ahora, son del orden de los 5 dólares, después veremos en qué estado estamos. El estado del proyecto de Gas Plus incluye 5 proyectos en la Cuenca Noreste; en la Cuenca Neuquina, 33; en la

Cuenca del Golfo San Jorge otros 2; en la Cuenca Austral, 6. Esto significa un total de 46 proyectos presentados, 31 aprobados, 15 pendientes de aprobación, 19 de exploración, 17 de *tight gas*, 2 en estudio y 8 en una situación un tanto particular. Todo eso involucra una inversión superior a los 2 mil millones de dólares. En cuanto al precio de comercialización, los proyectos que han sido aprobados oscilan entre 4 y 5 dólares.

En cuanto al gas natural en lo regional, (países de Sudamérica más Trinidad y Tobago), Venezuela sobresale netamente con una reserva muy importante, de 4 billones 972 millones. Le sigue Bolivia, después Trinidad y Tobago, Perú, la Argentina, Brasil, Colombia, Chile y Ecuador. Según los años de duración en función de la extracción o la producción que muestran los países: si dividimos la región en dos partes, el total de la región implica 7 billones, casi 600 millones, mientras que en el Cono Sur (Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Perú), son 2 billones de metros cúbicos. En lo que hace a la producción, el total de la región es de 230 mil millones, y en el caso del Cono Sur, 98 mil millones. Sobresale, netamente, la interconexión de países como Argentina, Bolivia, Perú con Brasil.

En el caso particular de GNL y regasificación, al caso primogénito de nuestro país se han ido sumando proyectos como el de Brasil, con algún tipo de parecido, otros en estudio, como podría ser el proyecto con radicación ya plena en territorio y no con barco en Argentina.

También el proyecto de Chile, con su planta receptora, que ya está en funcionamiento y el de su zona norte, que recientemente ha recibido el primer barco para regasificar.

En lo que hace a plantas de regasificación, la que actualmente está en servicio es la de Trinidad y Tobago, que maneja 60 millones de metros cúbicos día, y próximamente lo hará la Jan Oil y sus socios con el abastecimiento de Camisea, de la cual Pluspetrol es operador en proyecto (Perú localizado).

La Argentina es altamente dependiente de gas natural y esto no es ninguna novedad. Es recomendable alentar la exploración y desgravar la actividad mientras el recurso proveniente de la efectiva producción permita una razonable recuperación de inversiones.

La producción actual de gas

proviene fundamentalmente de yacimientos maduros, con notoria caída. El programa Gas Plus atenúa el efecto declinatorio sin una cobertura plena de esa declinación. Se requiere incrementar los sistemas de transporte sur y norte para dar cabida a volúmenes provenientes de Bolivia y Cuenca Austral. Un paso importante es la reciente ampliación del cruce del Estrecho de Magallanes. Es necesario situar los precios del gas en alineación con valores a los cuales la Argentina adquiera el producto del exterior; en tal sentido, existen referencias claras sobre el particular. Debe lograrse un compromiso sostenible con el suministro proveniente de Bolivia, la importación de GNL se ha convertido en una alternativa de necesidad presente y la

Advancing Reservoir Performance



Tecnología y Experiencia para agregar valor a su reservorio

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

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

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

www.bakerhughes.com

©2010 Baker Hughes Corporation. All Rights Reserved. 2010



complementación con Uruguay en esta materia es una alternativa interesante.

En lo que hace a la integración regional, la reserva aprobada de gas natural en los países que conforman el Cono Sur no viabiliza una sólida interconexión de suministro con gasoducto, salvo lo existente.

La reserva de gas natural que manifiesta Venezuela puede dar lugar a una complementación energética regional sobre la base de la construcción de un gran proyecto de licuefacción en su territorio, y sistema de regasificación en los países demandantes del área. En la actualidad, subyace un problema geopolítico que, al menos, dilata el proceso de integración plena que deseamos.

A modo de conclusión, se presentan las opiniones de personajes relevantes para la industria:

- Alfredo Poli, de Pluspetrol: "Ha llegado el momento de diversificar la matriz energética y al mismo tiempo dar señales para que la industria gasífera pueda seguir invirtiendo en exploración y producción".
- Salvador Harambour, de Enap Sipetrol: "Es difícil abastecer la demanda hasta que no haya condiciones fiscales que estimulen la exploración".
- Decio Oddone, de Petrobras: "La Argentina pasó de exportador a importador gasífero, el fluido mantendrá su preponderancia dentro de la matriz energética, y el gas de arenas compactas jugará un rol clave".
- Tony Hayward, de BP: "La producción masiva de gas no convencional revolucionará la matriz global en el mediano y largo plazo en virtud de sus elevados niveles de disponibilidad y viabilidad comercial. Basta mirar lo que sucede en Estados Unidos que según dicen ha asegurado su abastecimiento gasífero por los próximos 100 años con esta fuente. En este momento de los 18 TCF que consume anualmente más del 40% proviene de ese origen".
- Christopher de Margerie, de Total: "La cotización gasífera a escala doméstica constituye un elemento esencial para garantizar el normal desenvolvimiento de las inversiones en pos de incrementar las reservas".
- Thiessen, de Wintershall: "En Noruega se les devuelve el 78% de los impuestos invertidos a aquellos que exploran y no encuentran nada. Los Países Bajos apoyan con precios razonables a los que se ocupan de campos pequeños".
- Alejandro Bulgeroni, de PAE: "El mayor desafío de la Argentina gasífera es encontrar las señales necesarias para acometer un proyecto masivo de exploración".
- Rubén Sabatini, de la Cámara de Hidrocarburos: "Recrear condiciones que permitan apuntar al largo plazo de modo que las empresas puedan apostar al riesgo. El primer paso en ese sentido es situar a los precios internos en parámetros similares a los regionales."

Herman Acuña: Reservas, impacto de los últimos cambios en las definiciones. Ryder Scott

Durante el congreso se escucharon grandes evaluaciones técnicas, avances técnicos, soluciones de yacimientos, soluciones de ingeniería, geología, geofísica, equipos de superficie, etcétera.

Sin embargo, existe una incertidumbre en la evaluación que se haga. En la industria, la mayoría de los parámetros no se pueden medir directamente. La mayoría de las conclusiones derivan indirectamente de los estudios geológicos y de la ingeniería, que se basan en modelos. Mientras más información se tenga, más se puede amarrar a los modelos, generando, quizás, menos incertidumbre.

Tenemos menos información a pesar de que ponemos el mismo ingeniero, al mismo geólogo. Necesitamos una herramienta, una infraestructura, para poder asignar esa incertidumbre, ese riesgo, a la evaluación que hemos hecho, para tomar decisiones conscientes.

El término reservas no significa nada a menos que explique cuál es el riesgo asociado a ese número. Hay personas que llaman reservas a, incluso, potenciales exploratorias. Entonces, hay que tener cuidado cuando uno habla de reservas, porque no sabemos qué fue lo que entró en ese modelo para cuantificar ese número de barriles o de gas.

Necesitamos una herramienta constituida por las definiciones de reservas. Es decir, tratar de proporcionarnos una medida estándar para asegurarnos de que estamos haciendo o asignando los mismos niveles de incertidumbre a los estudios que hacemos. No solamente de nuestra compañía, sino dentro de la industria. Esto lo vamos a hacer mediante la categorización de nuestros estudios: lo que llamaremos reservas probadas, probables, posibles, etcétera.

Desafortunadamente, no somos la única audiencia ni la única industria que depende del éxito de nuestras operaciones. Tenemos instituciones financieras que participan de una forma u otra en la industria de petróleo. Muchas de las compañías, la mayoría, financian sus elementos, sus planes de desarrollo, etcétera. Las entidades de financiamiento, su participación en los eventos, actividades de E&P, y las oportunidades de cómo ganar plata y cómo perder plata son muy diferentes, porque su forma





a. marshall moffat®

Since 1952

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

ARCO ELÉCTRICO • FLAMABILIDAD • SOLDADURA • SALPICADURA DE METALES FUNDIDOS



Cumpliendo con las siguientes Normas:

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



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

INDURA
Ultra Soft

Sucursales propias en:

ARGENTINA

VENEZUELA

BRAZIL

CHILE

USA

CONSULTAS TÉCNICAS
0800-222-1403

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

(011) 4302 - 9333 - Cap. Fed.

(011) 4343-0678 - Centro

(0291) 15418-3026- Bahía Blanca

(0299) 443-3211-6139 - Neuquén

de operar dentro de este negocio es muy diferente a la nuestra. No son operadores, son financieras.

Luego, tenemos al público inversionista, gente que compra acciones. Todas las compañías privadas tienen al accionista principal. Hay compañías públicas donde el público invierte. Hay compañías semi públicas, por ejemplo Repsol E&I, con 40 ó 50% de sus acciones amarradas a los fondos de retiro de ex trabajadores de gobierno. Obviamente, ellos son accionistas mudos que no participan en la toma de decisiones, simplemente van y se benefician o se perjudican de los resultados de sus operaciones.

Finalmente, tenemos los intereses gubernamentales de las provincias y de los países. Los intereses y los indicadores económicos de estas entidades van a ser muy diferentes a los que motivan a las compañías de E&P.

Todos estos jugadores tienen diferentes tolerancias a la incertidumbre de lo que estamos manejando. Los gobiernos están interesados en saber de qué forma recuperarán regalías o impuestos y, muchas veces, planean sus gastos gubernamentales según estas proyecciones.

Como podemos ver, la definición de reservas nos ayudará a entender la situación con las audiencias. Según la SPE, se habla de hidrocarburos descubiertos, no descubiertos, recuperables y no recuperables.

La idea de la SPE es abarcar toda la oportunidad de los hidrocarburos. Luego se tienen en cuenta los "recursos prospectivos", aquellos recursos que no han sido descubiertos.

Continuando, tenemos el evento en que hemos hecho un descubrimiento. Dentro del descubrimiento vamos a tener dos categorías. Si son descubiertos pero son sub comerciales, es decir, no resultan económicos o no hay compromiso de la compañía de desarrollar por el momento, estos quedan como "recursos contingentes". Y finalmente, existen las oportunidades ya descubiertas y comerciales: allí estamos ya en el terreno de las reservas.

Cuando hablamos de comerciales implicamos que estos hidrocarburos lleguen a los indicadores económicos de la compañía, para que exista el compromiso de seguir adelante, de financiar el proyecto: esto es parte del requerimiento para declarar reservas.

La industria ha establecido ciertos métodos que se siguen y son aceptados para definir las diferentes categorías. Para pasar de recursos prospectivos a contingentes necesitamos llegar a un descubrimiento; para pasar de recursos contingentes a reservas debemos sortear esta traba de comercialidad. Según las definiciones, no hay diferencia de incertidumbre técnica entre uno y otro.

Al presentar reservas o recursos, debemos tener un proyecto, porque al final del día nosotros no estamos trabajando para producir petróleo y gas, sino para producir dinero. Entonces, sin el proyecto no tenemos una idea de cómo vamos a monetizar esto.

Como conclusión, las definiciones de reserva son necesarias, porque nos dan el marco de referencia bajo el cual nosotros podemos clasificar la incertidumbre y riesgo de nuestras evaluaciones técnicas.

Esto es muy necesario porque tenemos varias audiencias que tienen diferentes portafolios y posiciones de riesgo. En el mismo sentido, las definiciones de la SPE y de la SEC son similares; no obstante, en algunos aspectos, estas definiciones son, más diferentes de lo que nos imaginamos. Especialmente, en la parte económica y la filosofía de que es una vista homogeneizada, y no una vista intrínseca de cómo las compañías van a reportar el flujo de caja.

Finalmente, muchas veces la percepción que tengamos de las consecuencias, del fallo de cómo clasificamos nuestras reservas bajo una u otra definición, es quizás lo que nos está dando aquella percepción que nosotros creemos que una definición es más estricta que la otra. ■

Reduzca el riesgo exploratorio y optimice al máximo su inversión

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

Procesamiento Convencional 2D-3D / PSTM / PSDM / Calibración de Pozos / Impedancia Acústica / Estimación de Densidad / Predicción de Porosidad / Volúmenes μ_p , λ_p / 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

responsabilidad

www.aesa.com.ar

AESA
====

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

Responsabilidad. Uno de nuestros valores.

www.fontanafranco.com.ar

honestidad

responsabilidad

coraje

compromiso

ingeniería • fabricación • construcción • servicios



Principales conclusiones de las mesas redondas del Congreso de Producción del Bicentenario

En este caso, el evento reunió a especialistas destacados y representantes de las empresas, quienes intercambiaron experiencias acerca de los temas más relevantes de la industria. **Petrotecnia reproduce las principales ideas de cada presentador.**

Mesa redonda: Experiencias y tecnologías en operaciones *offshore*

Moderador: **Alfredo Viola**

Se repasó la historia de la exploración y de la explotación de los yacimientos *offshore* de la Argentina, los principales planes de inversión de las empresas y las tecnologías utilizadas.

Marcos Vallerio Gonçalves, **Petrobras**

La búsqueda de recursos energéticos ha tenido un rol cada vez más crítico en el mundo actual. Este es un desafío que cada vez más se impone a toda la humanidad y no solamente a quienes trabajan en las industrias de la energía. El agotamiento y natural declinación de la producción y las dificultades de encontrar nuevos yacimientos

importantes en tierra hizo que, a partir de los años cincuenta y sesenta, cada vez más compañías petroleras empezasen a explorar los recursos petrolíferos potencialmente existentes en las plataformas continentales bajo el mar.

La continuidad de estos esfuerzos ha generado un importante aumento en la capacidad productiva, de manera de atender el enorme incremento de la demanda por insumos energéticos. Se prevé que la demanda mundial de energía primaria aumentará un 1,5% anual entre 2007 y 2030, un incremento total de cerca del 40% en el periodo considerado.

Los combustibles fósiles seguirán siendo las principales fuentes de energía primaria en el mundo en este escenario de referencia y representarán más de tres cuartas partes del incremento general de la utilización de energía del periodo mencionado. Presumiblemente, la demanda de petróleo, sin considerar los biocarburantes, aumentará en promedio cerca de un porcentaje anual dentro del periodo considerado y pasará de los actuales 85 millones de barriles por día de 2008 a 105 millones de barriles por día en 2030. El 97% del incremento en el uso del petróleo será atribuible a los sectores del transporte.

Varios son los elementos críticos que merecen la atención especial de la industria; el éxito exploratorio es fundamental en aportar volúmenes adicionales en cadena productiva. La industria petrolera necesitará reaccionar rápidamente y construir capacidad productiva para vencer estos problemas. La industria buscará expandirse, básicamente, en cuatro ejes principales: recursos convencionales en áreas de alto potencial; recursos convencionales en áreas poco exploradas; producción en áreas ambientalmente sensibles; y la expansión de la producción de petróleo y gas no convencional.

Petrobras, así como otras compañías petroleras, siempre ha buscado actuar de manera integrada, de manera rentable y mitigando riesgos a lo largo de toda la cadena de negocios.

Esta estrategia se ha hecho exitosa: la compañía hoy cotiza en los principales mercados bursátiles y figura entre las nueve compañías públicas de mayor valor de mercado en el mundo. Entre las petroleras que cotizan en bolsa es la cuarta en valor de mercado, la cuarta en valor de reservas probadas, la quinta en producción y la sexta en capacidad de refino.

La empresa tiene su visión de negocios puesta en 2020 y busca ubicarse entre los cinco mayores productores de petróleo que cotizan en bolsa, con un portafolio de proyectos que le permita un horizonte de producción a futuro de 15 a 20 años. Los descubrimientos exploratorios han impulsado un vigoroso crecimiento de la producción de petróleo a lo largo de la vida de la compañía.

La estrategia de la empresa para los yacimientos en el offshore es la de anticipar al máximo el inicio de producción, a través de proyectos piloto, madurar el conocimiento de los yacimientos en etapa que permitan acotar de manera adecuada el riesgo inherente a la instalación de plantas definitivas de producción en el mar. Esta estrategia nos ha permitido dimensionar, instalar, operar y mantener varios sistemas de producción, de gran capacidad productiva a la vez y, de esta forma, vencer los desafíos tecnológicos que se presentaran.

Según números de 2008, Petrobras operaba cerca del

22% de la producción mundial en aguas profundas, es decir, cerca de un millón y medio de barriles por día. Toda esta producción, conjuntamente con la producción de yacimientos de aguas someras, fluye a través de cerca de 112 plataformas, 26 terminales offshore y una flota marítima de alrededor de 190 buques tanques.

A medida que la firma fue adquiriendo conocimiento y experiencia en el manejo de este tipo de proyectos, comenzó a ocupar un rol de liderazgo en todo lo que se refiere a operación y mantenimiento de sistemas flotantes de producción. En total, hoy opera 45 sistemas flotantes de producción. En su trayectoria mar adentro, el año pasado se rompió el límite de 2000 metros de pelo de agua a través de la instalación del sistema de producción temprano de Tupi con pelo de agua de 2198 metros. Para este año, se espera superar los límites en el Golfo de México y alcanzar la profundidad de agua de 2515 metros. No obstante, varios de los equipos que estaban designados para la instalación de ese sistema hoy están trabajando para controlar el riesgo ambiental del derrame del momento.

En las cuencas de Santos y Campos, la compañía sigue su plan de evaluación de los descubrimientos del *presalt*. El área bajo concesión de Petrobras es de unos 35 mil kilómetros cuadrados, cerca del 30% del área total estimada de interés exploratorio. Este es, obviamente, un proyecto que tiene carácter estratégico, ya que podría doblarse la producción media anual de petróleo de la compañía. Existe en Petrobras todo un esfuerzo para estructurar de manera adecuada este proyecto. Se busca la mejor alternativa de financiación, porque aplicar las mejores prácticas y tecnología requiere un trabajo de gran complejidad organizacional.

En la cuenca de Santos se perforaron hasta ahora 6 pozos, con 100% de éxito. A medida que se vayan perforando los pozos, se estimará con mayor precisión los recursos petrolíferos totales presentes en esta interesante provincia petrolífera. Además de los pozos en perforación, la compañía busca conocer su potencial productivo a través de ensayos de larga duración, que permitirán dimensionar mejor todo el sistema definitivo de producción al ser instalada.

En su plan de negocios 2009-2013, la compañía prevé invertir cerca de 16 mil millones de dólares en proyectos internacionales, fuera de Brasil. El 79% de estas inversiones, es decir cerca de 12 mil millones de dólares, estarán





asignados a proyectos de exploración y producción, básicamente concentrados en cuatro países: Estados Unidos, Argentina, Nigeria y Angola.

Para fines de 2009 Petrobras produjo 244 mil barriles equivalente por día en los proyectos internacionales: tiene como meta alcanzar una producción de 630 mil barriles de petróleo equivalente por día en 2020.

En cuanto al *offshore*, su principal área productora hoy está en Nigeria, con cerca de 57 mil barriles por día. En la Argentina desarrolla, conjuntamente con otras compañías asociadas, actividades que le permiten adquirir conocimiento para la búsqueda de yacimientos costa afuera. En el 94 perforó como operadora su primer pozo exploratorio en el *offshore* argentino, en la Cuenca de San Julián. Recientemente, en el período 2008-2009, ha participado como no operador de una campaña exploratoria en la cuenca del Golfo San Jorge, con la perforación de cuatro pozos. La compañía sigue participando en la exploración *offshore* en cuatro bloques, dos en la cuenca del Colorado y dos en la Cuenca de Malvinas.

Daniel Figueroa, YPF

La plataforma continental argentina es una de las más largas y anchas del Atlántico. Se extiende por cerca de 5000 kilómetros, desde la latitud de 35 grados sur en el Río de la Plata a los 55 grados sur en Tierra del Fuego. Las condiciones cambian según la latitud en el sector norte, uno de los ambientes marinos más rigurosos del mundo. Su superficie, con más de 1.300.000 kilómetros cuadrados, es similar a la del Mar del Norte y del Golfo de México, aunque sólo una fracción contiene secciones sedimentarias lo suficiente espesas como para generar hidrocarburos.

De hecho, el margen continental argentino presenta varias cuencas sedimentarias separadas por altos ba-

samentales, donde el espesor de los depósitos es muy delgado. Estas cuencas son muy diversas en tamaño y profundidad, así como también en sus orígenes geológicos. Algunas son intercontinentales; otras se generaron a partir de desarrollos *rift*; mientras otras, ubicadas en el sector sur, están vinculadas al desarrollo de una faja fallada y plegada. Esta faja fallada y plegada es la que se hunde en el mar y se presenta en el sur de la cuenca de Malvinas, como se puede ver en la imagen. Allí se ubican los bloques de Malvinas en los que se perforará el primer pozo en las aguas profundas de Argentina, a fines de este año, según está programado.

La historia de las actividades *offshore* en la Argentina comenzó en los años treinta, con la extensión de los niveles someros del yacimiento campamento central por debajo de las planicies de mareas en las proximidades de la ciudad de Comodoro Rivadavia.

El primer pozo exploratorio ubicado en el *offshore* fue perforado en 1969 por la Compañía Sun Oil en la Cuenca del Salado, y se alcanzó una profundidad total de 3000 metros. El primer descubrimiento en el *offshore* se efectuó en el pozo Marta X1, perforado por la Compañía Agip en 1970, en las aguas de la cuenca del Golfo San Jorge. En este pozo los ensayos registraron 500 barriles de petróleo por día, pero debido a las escasas reservas evaluadas fue considerado un descubrimiento no comercial.

El primer descubrimiento comercial, así como también la primera producción *offshore* tuvo lugar en las aguas de la Cuenca Austral, con todo el desarrollo del yacimiento Hidra realizado por la compañía Total en 1989.

Una de las herramientas más importantes en la exploración de hidrocarburos está dada por la registración sísmica. La calidad de los datos adquiridos y las secuencias de procesamiento están, en general, lejos de los estándares modernos, pero la respuesta sísmica en la mayoría de las áreas es buena y útil para mapeo e interpretación regional.

Invertimos en energía

7.000 Millones de Dólares entre 2001 y 2010
en Exploración y Producción de petróleo y gas natural

para el crecimiento

Entre 2001 y 2009, aumentamos un 48% nuestra producción diaria de petróleo y un 95% la de gas natural.

Al mismo tiempo, repusimos toda nuestra producción año a año y nuestras reservas probadas crecieron un 42,9%

de la Argentina

Y somos la empresa de Exploración y Producción de hidrocarburos que más energía nueva aportó al crecimiento del país durante los últimos años

Pan American
ENERGY

Compromiso con el país



La sísmica 3D, por otro lado, no está muy distribuida en el *offshore*. La primera sísmica 3D exploratoria en el *offshore* fue registrada por YPF y sus socios en los años 2004-2005 en la cuenca de Malvinas. Desde entonces se han registrado a la fecha más de 5000 kilómetros cuadrados de datos de sísmica 3D.

En la actualidad, más de cien pozos exploratorios han sido perforados en el *offshore* de la Argentina. La mayoría de las campañas de perforación tuvieron lugar en ciclos cortos; uno, a principios de los setenta; otro, a principios de los ochenta, en esta caso más intenso; el tercero, también en los ochenta y otro durante los noventa. Además, actualmente se está desarrollando otro ciclo exploratorio.

El *offshore* de la Argentina tiene una significativa historia con inversiones exploratorias, no puede considerarse un territorio inexplorado, especialmente su plataforma continental. No obstante, varios factores genéricos respaldan una exploración adicional en el margen continental como por ejemplo, que la mayoría de las campañas de perforación se focalizaron en la Cuenca Austral, la única cuenca productiva: luego, la tecnología sísmica 3D, que permite identificar nuevos prospectos exploratorios *plays* o prospectos exploratorios más sutiles; por último, que los *plays* de aguas profundas nunca han sido perforados.

Dado el número de cuencas existentes, el *offshore* argentino ofrece una variedad de *plays*, que van de la exploración cercana a los yacimientos hasta la frontera exploratoria.

YPF considera activos cuatro *plays*, que fueron explorados con los correspondientes socios en los últimos años. Los de aguas someras fueron perforados entre 2008 y 2009, mientras los de aguas profundas serán explorados en un futuro inmediato. Los dos de aguas someras están extensamente probados en el *onshore*, el chubutense en la cuenca del Golfo San Jorge.

Analicemos los *plays* de aguas profundas. Las cuencas Austral y Malvinas son contiguas y poseen una geología similar estando separadas parcialmente por el alto del Río Chico. La cuenca Austral tiene producción de petróleo y gas tanto en tierra como en el *offshore* mientras que la cuenca de Malvinas tiene 19 pozos perforados entre 1979 y 2004. Cinco de ellos tuvieron significativa recurrencia de hidrocarburos pero no significaron descubrimientos comerciales. Todos los pozos fueron ubicados en el flanco oeste de la cuenca, aunque su depocentro y flanco este no fueron explotados.

El pozo más cercano se encuentra a unos 100 kilómetros de los bloques donde se perforará el sondeo exploratorio en un ambiente geológico aún no investigado en la cuenca. La sísmica 3D registrada en los años 2004-2005 permitió definir una serie de prospectos de alto riesgo, dado su carácter de frontera exploratoria. El sondeo de este año se encuentra equidistante de las islas de Tierra del Fuego y de Malvinas, en profundidades de agua del orden de los 500 metros. Durante un año se colocó una boya en las aguas comprendidas por los bloques, se obtuvieron datos de corrientes marinas, oleaje, viento, etcétera, que confirmaron los registros históricos en cuanto a la rigurosidad de las condiciones para estas latitudes, algunas de las cuales son más acentuadas que las presentes en el Mar del Norte.

El último *play* está ubicado en unos 1500 metros de profundidad de agua y, si bien resulta ser el más riesgoso, posee el potencial en recursos más grande de lo conocido hasta ahora en el *offshore* de la Argentina. Consiste en numerosas estructuras enraizadas en basamento y con cierre en las cuatro direcciones, ubicadas a unos 300 kilómetros de la costa de la provincia de Buenos Aires.

Las estructuras se disponen en la intersección del talud continental con el *rift* profundo de la Cuenca del Colorado, que se dispone con rumbo este-oeste profundizándose hacia el este. Varios pozos exploratorios fueron perforados en las aguas someras de la cuenca en sus flancos sur y norte. Ninguno de ellos resultó un descubrimiento comercial.

YPF y sus socios adquirieron más de 2000 kilómetros cuadrados de sísmica 3D en los años 2006 y 2007. La interpretación de esta herramienta acaba de finalizar y resta definir la locación más óptima para la perforación.

Para ejecutar los programas exploratorios, YPF movilizó y tendrá que movilizar en la Argentina una gran variedad de equipos *offshore*. El rango de oportunidades exploradas y a explorar, ubicadas en diferentes profundidades de agua y ambientes meteorológicos, requirió y requerirá de múltiples tipos de plataformas y de barcos perforadores.

Dos de los más avanzados barcos de adquisición sísmica 3D fueron ya movilizados, entre 2004 y 2007, para adquirir cerca de 5000 kilómetros cuadrados de sísmica. YPF y sus socios han llevado a cabo la campaña de perforación de aguas someras en el marco de altos índices de seguridad para todo el personal involucrado, tanto empleados como contratistas. Este compromiso con altos estándares de seguridad continuará con la campaña de perforación en aguas profundas. Los procedimientos de seguridad para las actividades *offshore*, protocolos y módulos de entrenamiento ya se encuentran activos y continuarán siendo desarrollados en la campaña venidera.

Jerónimo Valenti, Pan American Energy

El inicio exploratorio en la parte costa afuera del Golfo San Jorge comenzó en lo que se denominó el año geofísico internacional, entre el 57 y 58. Hubo un impulso importante a nivel mundial para desarrollar y estudiar las plataformas continentales y los estudios antárticos.

En ese año, la Argentina participó activamente y, en un período que va desde 1957 hasta 1961, hubo un proyecto conjunto entre la Universidad de Columbia y el Servicio de Hidrografía Naval, que realizó estudios de



Tecpetrol

Energía que crece

www.tecpetrol.com

refracción sísmica y estudios de relevamiento magnético, se definieron pautas y los límites, de alguna forma, de lo que es el *offshore* de la Cuenca del Golfo San Jorge.

Posteriormente, hubo un *impasse* por unos ocho años hasta que en 1969, a través de una licitación internacional de acuerdo a la ley 17319, se adjudicaron 5 bloques a 4 compañías. En paralelo, el bloque tres era operado por YPF, que en el primer período de exploración realizó una intensa campaña sísmica en la que definió un grupo de estructuras y pasó al siguiente período exploratorio, con algunos ensayos de petróleo, pero ninguno con posibilidad de desarrollo comercial.

Entre 1977 a 1982, simultáneamente, Shell perforó dos pozos que, si bien no estuvieron dentro de la cuenca del Golfo sino más ubicados en la plataforma continental argentina, los mencionamos porque están ubicados en esas latitudes. Luego fueron abandonados. El último período exploratorio o de perforación en el Golfo se remite ya a 1992 y a la actualidad.

En 1992, con el proceso de privatización de YPF, se le adjudicaron dos bloques: el centro Golfo San Jorge Marina Norte y el Marina Sur, que son los dos que están en línea llena.

YPF realizó una intensa campaña de registración sísmica en varios periodos y adquirió alrededor de 5000 kilómetros de sísmica, toda 2D, más un pequeño relevamiento de sísmica 3D. La empresa culminó toda esta etapa de prospección con la perforación de los cuatro pozos del

proyecto Aurora. En conclusión, si bien la Cuenca del Golfo San Jorge tiene casi 40 años de historia de perforación, se podría considerar aún constituye una cuenca que subexplorada.

Pan American Energy, en el proceso de extensión de sus concesiones, negoció con las provincias de Chubut y de Santa Cruz. Se le adjudicó un bloque de unos 9000 kilómetros cuadrados, que se extiende a lo largo de ambas provincias.

Como consecuencia de esta adjudicación, la compañía tiene un compromiso de unos 80 millones, sus socios son la Compañía Petro-minera (Chubut), con un 10% de participación y la Compañía Fomicruz (Santa Cruz) con otro 10%.

En condiciones de agua, todo lo que es el Golfo San Jorge está en una profundidad de agua que va desde los 20 metros a los 100 metros máximo, o sea, aguas someras.

Conforme a la ley 17319, nuestro primer período exploratorio abarca cinco años. Hoy creemos que el compromiso de 80 millones será superado con holgura. La etapa en la que estamos actualmente, con nuestra adquisición de sísmica durante 2009, estamos finalizando el procesamiento. Hemos recibido recientemente el procesamiento *fast track* y aguardamos recibir el procesamiento *prest track* para comenzar con la interpretación más de detalle.

Sobre sísmica, este proyecto tiene una de magnitud interesante con mucha expectativa, ya que sabemos que en Cerro Dragón existen más de 30 yacimientos. Con una

LA CALIDAD ES NUESTRO RECURSO INAGOTABLE

Cables de acero a la medida de la Industria Petrolera.



www.iph.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



sísmica de esta magnitud estará la alternativa de un portafolio de prospectos interesantes para poder perforar. Al momento de decidir la ubicación del polígono, se priorizó la presencia de roca madre en el sector, sumado a la alta productividad.

Una vez definido el sector donde se registraría la sismica, el siguiente punto fue determinar con qué parámetros trabajar y qué diseño de sismica realizar. Para el diseño se utilizaron ocho *streamers* sólidos, que tenían unos 6000 metros de longitud, y la utilización de un *offset* largo de 6000 metros. Esto permite tener una buena calidad en la migración, en la ubicación de las estructuras, una reducción en las múltiples que genera la presencia del agua y una buena calidad para hacer procesamientos especiales.

En cuanto a las estadísticas, la sismica se registró, entre agosto y octubre de 2009, en una operación que fue exitosa y en la que se pudo reducir los tiempos estimados. Una vez terminado el procesamiento sísmico este año, se concentrará la interpretación del modelo geológico y de la sismica, con un plan para estar en condiciones de perforar hacia el segundo semestre del 2011.

Rodrigo García Berro, Total Austral

La historia del bloque cuenca marina Austral 1 se puede dividir en tres etapas, con inicio en los años ochenta.

La primera década fue un período de exploración y delineación, principalmente, con una gran campaña de YPF entre 1981 y 1983, cuando se perforaron alrededor de

40 pozos con un porcentaje de éxito de arriba del 80%. Durante esa década se descubrieron los grandes yacimientos *offshore* de gas, que son principalmente yacimientos de Carina, Fénix, Megapléyade y Aries.

Los yacimientos de gas son casquetes gasíferos que tienen anillos de petróleo de espesor variable, relativamente chicos para lo que es un desarrollo *offshore*; y además de estos yacimientos de gas se descubrieron en esa época algunos yacimientos de petróleo de subsaturado, entre ellos, el principal Hidra.

A partir de 1989 se inició la segunda etapa de este bloque, que fue el momento de producción de crudo, que duró durante todos los años noventa. En ese momento todavía la demanda de gas y el transporte en San Martín no era suficiente como para desarrollar los yacimientos de gas que habían sido descubiertos en la década anterior.

Total Austral comenzó sus operaciones *offshore* en el 89 con Hidra. La producción inicial de Hidra fue alrededor de 5000 metros cúbicos día y se instalaron las dos plataformas centro y norte, que están a unos 12 kilómetros de la costa.

Además, Total y sus socios construyeron la planta de Río Cuyen, una planta de tratamiento del petróleo. El yacimiento de Hidra tiene inyección de agua, tiene gas *lift* para poder producir, ya que en esta zona cualquier otro método artificial es complicado y demandaría una logística difícil de obtener en la Cuenca Austral. Por esta razón, la mayoría de nuestros yacimientos de petróleo tienen gas *lift* para su producción.



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

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



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



www.masstechargentina.com.ar

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



Esta década de los noventa tuvo varias etapas. El inicio fue Hidra, alrededor de los años 1996 y 1997. Se hizo una gran campaña de perforación de pozos desviados y de largo alcance, hasta se obtuvo el récord mundial de largo alcance, en un pozo llamado Cuyen Norte, donde se alcanzó un *departure* de 11,2 kilómetros.

Esa etapa permitió retomar la producción de petróleo con varios pozos, que había declinado después del inicio de Hidra.

La tercera etapa del desarrollo del petróleo se conformó con los primeros y únicos pozos submarinos que existen en el país. Se trata del yacimiento Argo, que está conectado con la plataforma de Hidra centro.

Esas dos cabezas de pozo siguen produciendo actualmente y se instalaron alrededor del año 1999. A partir de ese año, al terminar el desarrollo del petróleo, se empezó a vislumbrar que con la producción del yacimiento Cañadón Alfa -que se encuentra en esta zona y que había pasado a operación total en 1991- no iba a alcanzar para seguir suministrando la demanda de gas ligada a la capacidad de transporte del San Martín y a los contratos que en ese momento existían y los futuros con la usina de Metanex en Chile.

Entonces, para fines de los noventa, se inicia la tercera etapa de este bloque, que es el desarrollo de gas, con el lanzamiento en 2001 de Carina-Aries. El desarrollo de Carina-Aries se lanza en octubre de 2001 con dos plataformas, una en Aries y otra en Carina; tres pozos en Aries y la perforación de tres pozos en Carina. Uno de ellos se perdió durante la perforación. Se aplicó la tecnología del flujo multifásico, la tecnología de los pozos de largo alcance completados de gran diámetro, sumados al hecho de haber desarrollado estos yacimientos con plataformas inhabitadas, íntimamente ligados con todos los problemas de logística, y de la hostilidad del mar y del clima en Tierra del Fuego.

El proyecto Carina-Aries se lanzó en una época bastante complicada. Consistía de tres contratos principales: el primero, firmado en octubre de 2009, era la instalación y construcción de las plataformas y de las líneas submarinas.

El segundo contrato preveía las instalaciones *onshore*; y el tercero, la perforación de los pozos. Con la crisis de fines de 2001 y la devaluación a inicios de 2002, los precios del gas se dividen por cuatro. Total Austral y sus socios decidieron continuar con lo que había sido la firma del contrato de la instalación *offshore* y de construcción

offshore, pero esperar para la perforación y la construcción *onshore*.

Finalmente, en 2003, se relanza el proyecto Carina-Aries e inicia su producción en 2005. Se instala la plataforma de Carina y, a mediados de 2005, se inicia la producción durante seis meses, hasta que entró en producción Aries.

La apertura de Carina se retrasó por el hecho de que se cortaron las exportaciones a Metanex en 2007: alrededor de 5 millones, que eran exportados para Chile, quisieron entrar en el Gasoducto San Martín: no había capacidad suficiente para todos, por eso la demora de Carina.

Por el momento, la plataforma de Carina se encuentra cerrada, aguardando a que se terminen las ampliaciones del San Martín, que esperamos que suceda en los próximos meses.

En cuanto a las tecnologías principales que se utilizaron en estos desarrollos, principalmente Carina-Aries, consisten en un *tubing* 9 5/8, que permite una productividad de pozo muy alta. Para aprovecharlo, se instalaron pozos con una completación muy grande. En ese momento, al menos para Total, fue una primicia en el mundo. Los pozos de Carina, por la friabilidad de la roca, se tuvieron que completar con un *open hole gravel pack*, para evitar la producción de arenas.

La segunda tecnología que se utilizó en estos dos desarrollos fue la del transporte multifásico. Todos los efluentes que salen del pozo entran directamente en el caño de 24 pulgadas. Para llegar a tierra, se les inyecta monoetilenglicol que viene por una *pigi gate* desde tierra. El monoetilenglicol se regenera en tierra, se envía hacia plataforma y se inyecta para poder inhibir los hidratos. En tierra hay *slug catcher* para recibir los bolsones.

Por otro lado, las plataformas cuentan con la posibilidad de lanzar esferas para sacar el líquido que queda en la línea. También se utilizan plataformas inhabitadas, que obtienen únicamente dos o tres pozos productores de gas y son muy simples. Eso permite tener la menor cantidad de viajes posibles hasta la plataforma en un clima que es realmente complicado.

Las plataformas tienen un control a distancia desde tierra, únicamente para controlar la producción o cerrarla. Por otro lado, para lo que es la medición, se instalaron medidores multifásicos en cada pozo. El costo anual de estos medios logísticos es de alrededor de 30 a 35 millones de dólares anuales para poder operar todo el sistema.

Mesa redonda: Gas de formaciones de baja permeabilidad - *tight gas*

Moderador: Eduardo Barreiro

Se analizaron las condiciones necesarias para incentivar la exploración y producción de *tight gas* en la Argentina. También se repasaron las condiciones económicas y técnicas para requeridas. Se contó con las opiniones de representantes de empresas, del Estado nacional, y se mostró la posición de las provincias.

Rubén Etcheverry, Gas y Petróleo de Neuquén

Más de la mitad de la matriz primaria energética ar-



WÄRTSILÄ is a registered trademark.

¿PORQUÉ ESTARÁN QUEMANDO DINERO?

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

WARTSILA.COM



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



gentina es el gas. A su vez, más de esa mitad proviene de la Cuenca Neuquina. Tanto en la Argentina como en Neuquén en particular, las reservas y la producción han caído en los porcentajes y números. Para un yacimiento convencional se generan impuestos altos, inversiones requeridas, necesidad de inversión tecnológica y mantenimiento de puestos de trabajo, lo que suele importar muchísimo a los estados, tanto a los provinciales como al nacional. Si eso se compara con la importación de energéticos, vemos que la generación de impuestos es nula, y más que inversión la consideramos un gasto.

En cambio, los yacimientos no convencionales generan impuestos altos, más allá de las exenciones para, de alguna forma, no castigar el riesgo. Aún así, en toda la etapa del desarrollo y de la producción existe una alta generación de impuestos, la inversión que se requiere es muy alta, lo mismo con la tecnología que se necesita. La generación de puestos de trabajo, en función, sobre todo, de la cantidad de pozo perforados que se necesitan en este tipo de actividad, es alta durante todo el desarrollo y por tiempo más prolongado que los yacimientos no convencionales.

Si vemos brevemente cuáles son las condiciones que en Estados Unidos lograron una revolución de lo no convencional, la diferencia está en toda la remuneración del costo de capital y rentabilidad. Lo que comenzó a ocurrir fue la posibilidad de recuperar el capital e inclusive generar rentabilidad. Eso hizo que gran parte de las plantas de regasificación en Estados Unidos estén hoy subutilizadas, y que también hayan bajado los precios internacionales del GNL, puesto que Estados Unidos es un gran convencional.

Estas son las condiciones de precio y mercado que se necesitan si queremos emular a Estados Unidos y a Canadá, que son los dos países que han avanzado muy fuerte y agresivamente en el gas no convencional.

La situación de la Argentina presenta cuencas con formaciones de *tight* y *shale gas* y muy poco carbón. Hay,

también, una regulación que fue creada en todas las instancias, salvo excepciones, para yacimientos convencionales, porque no estaba contemplado otro tipo de actividad.

Existe una red de gasoductos muy importante y con capacidad. El país tiene una alta demanda, creciente y con un gap creciente también. Los precios habituales, también con algunas excepciones, son insuficientes para este tipo de actividad. Si bien hay varias cuencas, se trata básicamente en la del Noroeste y en la Neuquina. Respecto de la regulación, todo se basa, inclusive las nuevas normas provinciales, en una legislación del año 1967, que fue muy sabia y que permitió el desarrollo, pero que queda corta en algunas cuestiones.

Actualmente, para un yacimiento convencional se requieren quizás nueve años de exploración en tres períodos. No habría problema en hacerlo si el canon de explotación se pagara en la etapa ya de producción, pero hay un problema de reversión si lo quieren mantener en el primer período.

Entonces, para avanzar hace falta una adecuación de toda la normativa, tanto a nivel nacional como provincial. A medida que sigan depletándose los yacimientos y bajando la producción, va a haber capacidad ociosa. Hay una red más que desarrollada, tanto en la Cuenca Noroeste como en la Cuenca Sur -y en Cuenca Neuquina sobre todo- con lo cual existe el mercado y existen las condiciones por lo menos de infraestructura disponibles.

Al tratar el tema de los precios, estamos llegando a unos promedios cercanos a los 2 ó 2,5 dólares por millón de BTU. Existen situaciones paradójicas creadas por esta normativa actual, donde el precio es más bajo como remuneración al productor en invierno que en verano. Creemos que también, en cuanto al tema precio, debe haber una adecuación de las condiciones para que esto pueda ser posible. Sin embargo, se vieron algunos avances. Han habido estudios y pruebas piloto y compromisos de inversión. Empiezan a haber algunas soluciones específi-



- **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



cas y también algunas iniciativas sobre modificaciones de las normas y de las condiciones o del contorno para esto. Hay precios crecientes, tendencias crecientes a boca de pozo y proyectos puntuales de Gas Plus que también tienen estos precios, 2 ó 5 dólares. De alguna forma, aparece una tendencia que nosotros llamamos algunos avances.

Se recibieron propuestas muy interesantes destinadas a *tight* y *shale gas* en las dos rondas licitatorias que se hicieron de gas y petróleo el año pasado, garantizadas con un 100% del compromiso de inversión. En total, entre convencional y no convencional, han sido unos 80 millones de dólares. Por parte de los productores o de los nuevos operadores, han comenzado a hacer planes de inversión garantizados en yacimientos no convencionales en la provincia de Neuquén.

En cuanto a las resoluciones específicas, la resolución de Gas Plus genera, para algunas situaciones particulares, condiciones especiales de mejor precio. Se anunció recientemente un acuerdo de *shale gas*, que se estaría por firmar entre la provincia de Neuquén, el Ministerio de Planificación y las empresas productoras y el Sindicato de Gas y Petróleo de Río Negro y Neuquén. Si se continúan dando estas condiciones, tenemos que estar preparados, desde el punto de vista de las autoridades, de las empresas, las empresas de servicio, la gente capacitada y entrenada.

En un yacimiento no convencional, que precisa largos períodos (de más de 30 años), se necesita una norma que le garantice a los inversores más que subsidios y más que incentivos. Se necesita estabilidad. Pretendemos que se remunere de la misma forma que se está remunerando hoy, con los mismos precios a un precio ponderable.

A modo de conclusión, creemos que ya se han dado los primeros pasos, falta tomar decisiones firmes y entre todos los actores. Separadamente va a ser muy difícil e infructuoso. Con muy pocas medidas más, el desarrollo de estos yacimientos va a convertir el futuro de la actividad en el país.

Telmo Gerlero, Pluspetrol

Hablar de recursos significa que todavía no tenemos toda la tecnología para poder desarrollarlos, para poder transformarlos en reservas y, en muchos casos, tampoco tenemos los precios adecuados como para ponerlos en el mercado o a la venta.

En 2006 no podíamos decir cuánto gas teníamos in place. Ahora tenemos algunas aproximaciones del gas del yacimiento Centenario. Éste se encuentra ubicado en la Cuenca Neuquina, a escasos kilómetros de la ciudad capital de Neuquén. Es uno de los pocos yacimientos de la Argentina que está en tres ejidos municipales: Plottier, Centenario y Neuquén, muy cerca de las poblaciones urbanas.

En el mapa estructural, tiene un cierre contra fallas principales y después está todo fallado; con distintos compartimentos, bastante heterogéneos, y con comportamientos diferentes en cada uno de ellos.

Así, Lajas es un reservorio que tiene producciones de gas y de petróleo, que es la parte más vieja, descubierta hace mucho tiempo por YPF. Pluspetrol lo está explotando desde 1977. Desde entonces se ha desarrollado y se ha aprendido mucho para luego empezar a aplicar tecnologías.



La contra de perforar en la parte más profunda del reservorio, además de que todos los reservorios superiores ya están en agua, es que los pozos para perforar a más de 3.000 metros son pozos caros, profundos, con muy baja permeabilidad.

Por esta razón, al principio solamente se operaba el gas disuelto en petróleo y, a partir de la reconversión de los contratos, se empezó a operar también la parte de gas. Hechas todas las facilities correspondientes y las ampliaciones de planta, se pudo llegar hasta 5 millones de metros cúbicos de producción.

Hoy produce 4 millones de metros cúbicos por día, de los cuales el 25% de la producción todavía está en alta presión.

Por otro lado, doce años desarrollando la parte profunda de Moyes permitió conocer mucho y probar muchas tecnologías. La formación Moyes tiene todas las características de un reservorio *tight*. Necesita ser estimulado, tiene permeabilidades muy por debajo de 0,1, diría 0,01 milidarcy. No produce agua, (lo no quiere decir que los reservorios *tight* no puedan llegar a producir agua). Hay algunos reservorios *tight* en Cotton Valley, en Estados Unidos, donde hay una producción de agua e incluso se puede hacer hasta una simulación del acuífero.

Aún falta conocer bien, en función de las estimulaciones al economizar el pozo, los caudales iniciales de declinaciones, los cambios en la perforación, el distanciamiento óptimo, la logística del proyecto. Las amenazas implican no tener un precio de gas adecuado para el desarrollo de nuestros recursos. La incertidumbre en el precio de gas, la incertidumbre en el precio de los materiales y de los costos de servicio y las demoras en la maduración de este proyecto van a empezar a competir con el vencimiento del plazo de los contratos.



Es mejor ser Flexible

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

Aplicaciones – (2", 3" y 4", Presión Máxima de Operación – 10,342 kilopascales / 1500 lbs/pul2)

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

La tubería Flexpipe es continua, de alta presión, no metálica, resistente a la corrosión. Los sistemas de tubería Flexpipe ofrecen constante ahorro a los clientes sobre los costos de instalación, reduce considerablemente el impacto ambiental y la línea comienza producción casi dos veces más rápido que los métodos tradicionales de tuberías.

El futuro de las tuberías es Flexpipe; una solución rentable y efectiva que aborda los desafíos económicos y ambientales que enfrenta la industria energética actual.

Por favor, visite nuestro sitio Web para obtener más información o llame al **tel: (54-11) 4383-7576**
MORKEN S.A.: Cerrito 228 - 11° "A", (1010) Bs. As. - Argentina / e-mail: central@morken.com.ar
www.morken.com.ar

 **CANUSA-CPS**
A SHAWCOR COMPANY

Canusa-CPS, Rio de Janeiro Tel: (5521) 2543-2956 www.canusacps.com



Miguel Lavia, Apache Argentina

La demanda energética va a ir en aumento. Por eso, los grandes demandantes de gas, y los que tienen la posibilidad de hacer desarrollos de gas no convencional, están totalmente abocados a esto.

La reserva total estimada para el gas no convencional es del 784 mil TCF, donde el 95% corresponde a los hidratos. Luego, corresponde un 2% al *shale gas*; un 1,2% al *coalbed*; al *tight gas*, un 1% y otro 0,6% a otros recursos.

Si analizamos el gas no convencional, el *tight gas* es un depósito de gas continuo, generalmente denominado *Base Center*, donde hay una continuidad en esos reservorios de muy baja permeabilidad. Mientras que el *coalbed methane* y el *shale gas* tienen en común que la misma roca reservorio ha sido la roca generadora. En el *coalbed*, el gas absorbido en el carbón está generalmente inundado por agua y requiere el drenado y la despresurización.

En el *shale gas*, el gas está absorbido en la materia orgánica y puede producirse a través de sistemas de fracturas naturales.

Para *coalbed methane*, es en la roca madre y roca reservorio donde está alojado. En general son someros, de 200 a 500 metros de profundidad, pero también hay explotaciones hasta 1.500 metros, es un gas seco. Tiene, generalmente, entre un 92 y un 95% de metano, algo de etano y de propano, un 2% de nitrógeno, un 1% de dióxido de carbono y algo de vapor de agua. Absorbido y almacenado, en la superficie de los poros y en las fisuras tiene la capacidad de almacenar mucho gas en relación a su volumen. Algunos reservorios requieren extracción de agua y otros no.

La curva de desorción comienza cuando comenzamos la explotación del yacimiento. Se comienza con el drenado del agua. La presión en el yacimiento va disminuyendo, hasta el momento en que se llega a la desorción crítica. A partir de ahí, se continúa extrayendo el gas de metano, hasta que se llega a la presión de abandono en 100 libras. Esa diferencia en el contenido de metano en el carbón es lo que puede recuperarse como máximo.

Hay muchas posibilidades de explotación del *coalbed methane*: hay pozos verticales, pozos laterales, pozos horizontales, etcétera. Las reservas, los recursos de este gas en el mundo, son de 9240 TCF calculados aproximadamente. Las permeabilidades son muy variables, y de acuerdo con eso podemos tener distintas productividades por pozo.

Las posibilidades de gas de carbón en la Argentina están en el orden de los 4 TCF. El área del sur de la provincia de Santa Cruz es una de las mayores posibilidades, también el sur de Neuquén, el oeste de Río Negro y el norte de Chubut. Asimismo, la zona norte del carbónico, en las provincias de San Juan, La Rioja, y el noroeste de San Luis, con mayor potencial. Otros autores no han reflejado números, pero también le asignan posibilidades a Salta, Jujuy y Tierra del Fuego.

En cuanto a las explotaciones de *tight gas*, y concretamente de Gas Plus en la Cuenca Neuquina, que desarrolla Apache, la superficie de la concesión en esta cuenca es de 1 millón 100 mil acres. La producción de gas, de 3 millones y medio, de los cuales prácticamente la mitad es Gas Plus. Se generan 1300 metros cúbicos por día de petróleo, 400 de LPG. Hubo una intensa actividad en 2009 que sigue en 2010, con cuatro y cinco equipos de perforación trabajando,

dos o tres equipos de terminación, de acuerdo con la época del año. Para el resto del año están previstos unos 40 pozos nuevos, de los cuales la mitad corresponde a Gas Plus.

En caso de descubrimiento, es muy significativo el desarrollo de la infraestructura que hay que realizar. Como referencia general, las profundidades están entre 2400 y 3400 metros. Precuyo y basamento son los reservorios de muy baja permeabilidad, entre 0,01 y 0,1 milidarcy, con porosidades entre 5 y 4%, hasta 11 espesores útiles, entre 15 y 90 metros. Hay mucha variabilidad en la estratigrafía y en las calidades. Por supuesto, se necesita fracturar todos los pozos. Son pozos profundos, complicados, necesitan fracturas de entre 3 y 5 millones de dólares. Como desafíos generales -que todas las compañías estamos afrontando- se trata de importantes espesores de reservorio con calidades muy variables, sistemas de posición complejos, rocas heterogéneas y anisótropas, multicapas difíciles de determinar el espesor útil, la saturación de agua, ni hablemos del área de drenaje.

El proyecto de Estación Fernández Oro, localizado en Río Negro, posee una profundidad de hasta 3900 metros, tiene 12 pozos activos y produce 200.000 metros cúbicos por día. Están planeados otros 12 pozos más, que ya estamos perforando. La inversión realizada es de 54 millones. El próximo paso es de 55 millones de dólares.

En Anticlinal Campamento, de gas seco, también de precuyo y basamento, tenemos hasta 3900 metros, hay seis pozos en producción, indudablemente más complicado. Se producen 110.000 metros cúbicos por día y se invirtieron 25.400.000 de dólares. Para una segunda etapa se requerirán casi 33 millones de dólares. Los pozos activos en total son 43; las profundidades van entre 2700 y 3800 metros. Los caudales actuales están en el orden de 1.400.000.

Según el plan de inversiones, están previstos para este año 20 pozos de Gas Plus, específicamente. Llegaríamos a los 63 pozos. El año pasado se invirtieron 50 millones de dólares; este año la inversión total rondará los 173 millones de dólares para la cuenca, con más de la mitad referidos al Gas Plus. El objetivo es continuar con el desarrollo de Gas Plus, pero también focalizar las inversiones en exploración, en reemplazo de reservas de petróleo y gas, en implementar proyectos de recuperación secundaria manteniendo los estándares de seguridad y medio ambiente.

En cuanto al manejo de reservas, ya con muchos pozos realizados se obtuvieron correlaciones. Una vez que se perfora el pozo, inmediatamente llega la pregunta de los directores: "¿qué reservas tienen?" Dada esa demanda insistente, hemos estado desarrollando muchas correlaciones, donde podemos dar *early production indicators*.

Tenemos algunas relaciones y una primera estimación de las reservas. Estamos usando *retransient* análisis: usamos las presiones en boca de pozo, que es el dato que tenemos. No tenemos mediciones en fondo sino en boca. Los caudales de producción con relativamente pocos datos pero con un *matcheo* de curvas: las típicas son de *blazing*, pero hay un *set* de curvas, que nos da una idea del gas *in place*, del UR, de recuperación final, del factor de recuperación del área -si tenemos bien definido el espesor- la permeabilidad y también de la extensión de la fractura. Así, podemos chequear lo que estamos viendo con los simuladores de fractura.

El éxito geológico siempre lo tenemos, especialmente en central base como es el *tight gas*. En el éxito económico las chances son bajas. Las inversiones en estudios, perforación, terminación y facilities son significativas y van en aumento, como hemos visto, incluyendo costos operativos. Las condiciones de mercado, con precios competitivos, saldos de importación, como fueron mencionados anteriormente, realmente pueden abrir muchas oportunidades de desarrollo. Los volúmenes, ahora tenemos cada vez más certezas de que en el gas no convencional son muy grandes, en comparación de los volúmenes remanentes de los reservorios convencionales. Esto puede ayudar mucho a ir llenando el *gap* entre la oferta y la demanda.

Mikel Erquiaga, YPF

Los proyectos de *shale gas* todavía no han sido aprobados en la Argentina. El contexto actual es de una demanda de gas creciente y el gas no convencional se presenta como la alternativa más viable en este momento, para suplir toda la falta de gas convencional.

Los reservorios de gas no convencional son los que pueden llegar a ser producidos solamente aplicando tratamientos de estimulación o procesos especiales de recuperación. El *shale* en este caso, es todo, es la roca madre, el reservorio, la trampa y el sello, por eso dicen que es un yacimiento de todo en uno. Dentro de estos *shales*, el gas se encuentra de dos maneras. La importancia es creciente debido a los grandes volúmenes de gas que se encuentran contenidos en el *shale*, sobre todo, por la rápida evolución tecnológica que ha permitido maximizar los caudales y las acumuladas por pozo.

Son places de bajo riesgo geológico y los riesgos principales son la tecnología y todos los aspectos financieros. El éxito de estos proyectos radica en un eficiente estilo operativo y una planificación muy exhaustiva. Este *play* podría suplantarse el declino natural de los *play* gasíferos convencionales, de hecho, Estados Unidos ya lo está haciendo.



Para tener un *sweet spot* de *shale gas* se necesita, primeramente, riqueza orgánica, carbón orgánico total mayor del 2%, un espesor y una extensión areal suficientes, acres grandes, madurez térmica, con una resultante mayor de uno, si es posible un poco más y capacidad de absorción del *shale*.

La presencia de líquidos puede dificultar el flujo de gas. Por lo tanto, es mejor buscar zonas muy maduras, con rocas madre tipos 1 y 2. Evitar las rocas madre tipo 1 y 2. La madurez también condiciona el flujo de gas. A mayor madurez, mayor flujo de gas. El gas se puede presentar en la roca de dos maneras: como gas libre, en los poros y fracturas, que es el primero que se produce: o como gas absorbido, que es el que se produce en el tiempo, a lo largo de los años, cuando el gas se va desorbiendo.

La riqueza impacta directamente sobre la capacidad de absorción y por tanto, sobre el flujo del gas. Las fracturas naturales son clave en la producción pero en los estadios finales, a partir del mes 30 ó 40 de la producción, cuando entra en juego la desorción. Aproximadamente, el 50% del gas está atrapado como gas libre, que se produce en los primeros momentos. Es importante la fracturación

MARTELLI ABOGADOS

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

tectónica. El otro 50% está como gas absorbido y es producido al explotar el yacimiento. Se incorpora a la producción en el tiempo.

El *shale gas*, después del descubrimiento del petróleo, está constituyendo una fuente de energía muy importante, al menos en los Estados Unidos. La producción empezó a fines de los ochenta, aunque el primer pozo es de 1821. En Canadá empezaron a producirlo en el 2005; China comenzó el año pasado, y en Europa, India, Australia, Argentina ya se ha comenzado a visualizar el *shale* como una fuente de gas.

YPF comenzó a estudiar el *shale gas* en 2007. Los proyectos, pilotos o no, tienen unos objetivos y unos retos. Antes de arrancar un proyecto de este tipo, hay que determinar el grado de fracturabilidad de la roca, implementar una tecnología innovadora de estimulación por fractura, y probar la productividad de los pozos verticales versus horizontales para quedarse con el mejor de los escenarios.

A falta de datos y sin otra cosa adelante, lo único que podemos hacer es estimar, y se puede estimar a partir del TOC, a partir de la petrofísica o a partir de ecuaciones de free gas. En los Estados Unidos, algunas estadísticas indican que el gas *in place* fluctúa entre 30 y 140 BCF por sección, una unidad que equivale a un volumen de roca.

En cuanto a la caracterización geomecánica, lo que define un buen *shale*, desde el punto de vista de la geomecánica, es que debe ser poco arcilloso, en contra de lo que es su definición y, *a priori*, frágil, fracturable.

Desde el punto de vista operativo, el desarrollo este tipo de *play* se puede asimilar al desarrollo de una actividad industrial, tipo factoría, que lo único que tiene que cuidar es la optimización de la ecuación costo-beneficio. Las tecnologías que involucra son perforación horizontal y el *multi stage fracturing*, que están probadas. Pero la ejecución de estos tratamientos tiene una dispersión muy amplia de los costos y de la eficiencia operativa. El éxito económico de este tipo de *plays* requiere definir una metodología de estimulación, ejecución y completación óptima, y ejecutar esa definición de manera económica.

Los objetivos principales de la estimulación de un *shale* consisten en contactar la mayor cantidad posible de área de un reservorio, para asegurar una buena performance productiva, contener el área de la fractura y no extenderse por arriba ni por debajo. Crear un patrón de fracturas geométrico y predecible, para poder desarrollarlo de manera consistente con *recoveries* optimizados. Y luego, optimizar ese diseño. Como son recursos no convencionales, hablamos de soluciones no convencionales. No podemos utilizar las mismas tecnologías de toda la vida sino que requiere la mejora tecnológica. Para estimular eficientemente un *shale* es crítico conocer la orientación de las fracturas naturales y también el campo de fuerza regional.

Como todo recurso no convencional, las productividades iniciales y los EUR son limitados. Es necesario perforar muchísimos pozos. En los Estados Unidos hubo dos factores que contribuyeron a hacer del *shale* una fuente económicamente viable. Primeramente, los avances en la perforación horizontal, la fractura hidráulica, que mejoraron la productividad. Luego, un incremento los precios del gas, muy importante también.

En 2003, Alberta no pudo igualar la demanda del gas

en Estados Unidos, entonces los precios del gas subieron en ese país. Y de un Henry Hub de cuatro se pasó valores de hasta 14, en el año 2005. Con la crisis todo eso cayó hasta dos. Igualmente, el desarrollo de fracturas de tipos de *stage* y pozos horizontales se inicia en 2003, y es lo que ha disparado el desarrollo del *shale*. En la Argentina debería apostarse a aplicar la curva del *know how* y aplicar las nuevas técnicas en boga en el mundo en la actualidad.

Lucas Gumierato, Secretaría de Energía

El proyecto Gas Plus nació a partir de la verificación sobre la disponibilidad de gas en producción y reservas, ya que era necesario incentivar una mayor producción y la incorporación de nuevas reservas. En realidad, se trata de trasladar recursos a las reservas, creando un marco que permita considerar como reservas a algunos recursos de los cuales se viene teniendo conocimiento.

Las principales consideraciones del programa están planteando la necesidad de alcanzar una mayor producción de gas, pero no por aceleración de la producción, sino por la incorporación de nuevas reservas, es decir, aumentar la producción a partir de la relación reservas-producción, con prioridad de la inversión en yacimientos con marcado potencial gasífero, más una política de precios acorde a esos objetivos y premisas. Es decir, hay una necesidad de un nuevo marco para desarrollar inversiones de recursos no convencionales.

El marco normativo en el cual se desenvuelve este programa se encuentra originalmente en la resolución 94 de 2008; en la resolución 1031 también de 2008 y en la famosa resolución "Gas Plus 3" de 2009. Esta serie de normas se dieron por el *feedback* que hubo entre la Secretaría y las propias empresas, el Instituto mismo, para adecuar las resoluciones a los requerimientos de la industria sobre lo que hacía falta para llevar adelante todo este programa.

La primera resolución, la 94, establece un programa de incentivos como una política nacional por sobre jurisdicciones de dominio de los recursos, con objetivo en la producción de gas. Estaba especificada para aquellas empresas que fueran firmantes del acuerdo con productores del año 2007. Estaba orientada a proyectos que se caracterizaron como *tight gas*, o que resultaran descubrimientos de nuevos yacimientos gasíferos y la reactivación de yacimientos actualmente no productivos, pero que no estuvieran en producción por cuestiones tecnológicas o económicas, no por otro tipo de cuestiones que no sean económicas. Garantizaba la disponibilidad de sus mayores volúmenes, a un precio acorde a los esfuerzos exploratorios en relación con las inversiones.

Se analizó el esfuerzo para llevar adelante las iniciativas y, a partir de eso, se reconocieron los proyectos y se determinaron los precios para la comercialización de este gas. Este gas no estaba considerado dentro del volumen acordado en 2007 por cada uno de los productores, ni tampoco estaba sujeto a los precios que se convinieron. El precio está relacionado con el esfuerzo realizado, permitiendo la rentabilidad. La Secretaría no fija ningún tipo de precio, sino que da la libertad al productor de conseguir al demandante: simplemente se analiza para tener un seguimiento de la razonabilidad de lo negociado y la potencialidad de salir a buscar nuevos compradores.

Posteriormente, la resolución 1031, la primera que modifica el Gas Plus, consideró ciertas particularidades para aquellos productores firmantes. Esta normativa permitía que, a aquellos productores firmantes del acuerdo que no lograron cumplir lo acordado pero que demostraron haber hecho los esfuerzos necesarios, se les reconociera la potencialidad de Gas Plus para los desarrollos que presentarían. Sin embargo, había una condición: se debía acreditar un 20% más de producción diaria promedio registrado en el total de las concesiones con respecto del año anterior. Este punto resultó del *feedback* entre empresas productoras, la Secretaría, EPG, una cláusula para el productor que eventualmente se redirigiera el gas producido y sea considerado como Gas Plus, se le reconocería el valor equivalente al que hubiera percibido por el contrato afectado

La última resolución, conocida como "Gas Plus 3", reconoce aquellos casos de productores que no han firmado el acuerdo, pero que sí tuvieron un comportamiento como firmantes, y entregaron una cantidad superior al 95% de su producción neta. Es decir, que se comportaron básicamente como un productor firmante, dentro de los parámetros de precio y prioridad del acuerdo.

Asimismo, al peticionante que no cumple con el compromiso de entrega pautado en el acuerdo, se le debita sólo el 85 % como Gas Plus, y el restante 15% a inyección al sistema de acuerdo con lo establecido en 2007 hacia 2011.

Básicamente, esas son las primeras modificaciones al

respecto de las condiciones. Esto es sólo el tratamiento y las modificaciones fueron sobre el tratamiento de los productores respecto de su condición de firmantes o no del acuerdo y cómo se los iba a considerar.

Los proyectos tipo *tight gas* o exploratorios no tienen ningún tipo de requisito. Cualquier proyecto exploratorio puede ser considerado dentro de Plus, sin las condiciones como firmantes con el productor o porque haya aportado ciertos volúmenes. Una condición para otorgar la condición de Gas Plus, por el hecho de jurisdicción, es que los proyectos que se presenten tienen que haber solicitado la comercialidad. Se han aprobado 31 proyectos hasta el día de hoy: Loma Negra y Apache ya tienen la resolución aprobatoria. La gran mayoría está concentrada en Neuquén, en el noroeste y algunos en el Golfo San Jorge.

Las proyecciones de producción resultan muy dispares a lo que efectivamente se está obteniendo el día de hoy. Las estimaciones de las reservas que se recibieron cuando las empresas presentaban los proyectos resultaron ser muy distintas de lo que se tiene conocimiento, por lo tanto, se está llevando adelante una revisión de las reservas que están generando estos proyectos, sobre todo los proyectos ya aprobados.

En aquellos proyectos que están análisis se está trabajando con información original. Son 47 los proyectos presentados que solicitan la inclusión de Gas Plus. Hay 31 proyectos probados, solamente 17 de ellos tienen se-

Antares Naviera S.A.

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

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

Bordo

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





guimiento mensual de evolución. De esos, 9 proyectos fueron aprobados técnicamente en evaluación legal y económica y 7 proyectos se encuentran en análisis técnico, que es la primera etapa que atraviesan los proyectos cuando se los solicita. Al respecto, de los 17 proyectos en seguimiento se obtienen 3,5 millones millones de metros cúbicos por día, con alguna reducción en los próximos meses, porque se paran algunos pozos.

Durante el resto de 2010, con inclusión de los 31 proyectos ya aprobados, se estima llegar a los 6 millones de metros cúbicos diarios. Para 2011, la estimación de la producción llega a un poco más de 11 millones de metros cúbicos por día.

La inversión proyectada para estos 31 proyectos es de 2 mil millones de dólares. La estimación de reservas está justamente en revisión, sobre todos los proyectos aprobados.

Acerca de los proyectos en evaluación, si son aprobados se obtendrán 3 millones de metros cúbicos día para el próximo año. Se vienen realizando buenas campañas de perforación con 85 pozos ya perforados en general en el programa. El 88% de los pozos perforados y reparados resultaron productivos, lo que demuestra un éxito importante. La máxima profundidad alcanzada fue de 5826 metros. Efectivamente, existen ciertas complicaciones sobre todo en encontrar las dos partes: oferente y demandante. En el día de hoy los contratos firmados son particularmente con CAMESA. Existen otros potenciales compradores, pero se encuentra todo en análisis y ese es uno de los principales elementos que hay que considerar a futuro para el programa, uno de los principales retos para este programa.

Mesa redonda: Yacimientos maduros

Moderador: Juan Carlos Pisanú

Se trató la importancia del modelaje y de la información para aumentar el rendimiento de los pozos maduros. Se vieron ejemplos y resultados de las empresas.

Marcelo Crotti, Inlab

Siguiendo una definición arbitraria, se habla de yacimientos maduros o de secundarias avanzadas cuando no se puede seguir haciendo más de lo mismo. A partir de ese momento se dejan de hacer ampliaciones directas y se comienzan a tomar medidas correctivas o reactivas. Se hace más difícil imponer nuestra voluntad al reservorio.

Algunos conceptos primarios incluyen el desplazamiento multifásico, que implica modelar con curvas de permeabilidades relativas; los sistemas heterogéneos pueden modelarse con sistemas homogéneos equivalentes; el petróleo se desplaza hacia donde lo empuja el agua inyectada; más rápido se inyecta, más rápido se produce; el agua se canaliza por las zonas más permeables.

Frente a los yacimientos maduros, una observación que surge tras juntar antecedentes y opiniones es la de medir puntos extremos bajo todos los mecanismos de desplazamiento previstos. Construir la curva de modelado (no medirla, sino construirla) teniendo en cuenta todas las variables que afectan esa curva, aumentar la simulación numérica y grillado vertical a expensas del horizontal para tener en cuenta las fuerzas que no podemos modelar con una relativa. O sea, utilizar muchas menos celdas.

Hasta hace poco se identificaban dos formas de modelado: una, la simulación numérica convencional, basada en curva de permeabilidad relativa, que no modela adecuadamente la física del desplazamiento pero aproxima

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



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

Answers for the energy.

SIEMENS



a la realidad sobre la base de la potencia de cálculo. La segunda, la aplicación, pero implicaba usar los mismos principios y disminuir el número de celdas, agregar un poco más de física a la descripción.

Se plantea la posibilidad de hacer algo diferente a estas dos alternativas: hacer el modelado decididamente físico, donde cada parámetro o algoritmo matemático tiene un correlato geológico físico, evitar el grillado de detalle cuando se utiliza sólo como herramienta matemática y anclar al modelado los puntos que tienen historia de inyección y producción, o sea, los pozos son los únicos puntos donde realmente se interactúa con el sistema.

Lo importante es no tomar la historia de producción como una curva descriptiva de lo que pasa sino como una curva informativa. O sea, averiguar qué es lo que nos está diciendo esa curva. Cada cambio de tendencia debe tener una interpretación física. Así, de alguna forma, se usa al reservorio como laboratorio de excelencia, aunque el laboratorio convencional siga siendo útil. Se usa el reservorio para medir las cosas que no se pueden medir en el laboratorio y se integran los dos juegos de información.

En resumen, se hace un modelado geológico a través de identificación de roca tipo, se hacen mediciones de laboratorio y, una vez identificado, se determinan, entre todos los parámetros que se miden, las curvas de permeabilidad relativa. Con esto como herramienta de ajuste, se intenta reproducir la historia de producción. En conclusión, las curvas de permeabilidad relativa son una variable clave pero constituyen una herramienta matemática.

Este modelo se trabaja con el modelo geológico. El modelo dinámico implica cuáles son los mecanismos de desplazamiento y los equilibrios de fuerza en el reservorio; además, hay que hacer mediciones de laboratorio con especial hincapié en la heterogeneidad. Las mediciones de tran-

sitorio de corte de agua sólo se pueden hacer en el campo; luego, definir las estrategias que se van a utilizar, disponer de las variables básicas del sistema, utilizar trazadores para entender qué es lo que hay debajo. Con todas estas herramientas, estimar una capacidad de producción del sistema. Luego, se compara con la historia de producción disponible. No se interactúa con las variables intermedias, sino con las variables que dan origen a toda la física del proceso.

Frente a la afirmación “ninguna curva que modela la capacidad de producción únicamente como función de la saturación de agua puede describir el desplazamiento multifásico en sistemas reales”, surge que ésta no es la única variable que afecta.

La segunda afirmación: “los sistemas homogéneos no pueden modelar correctamente muchas de las características de sistemas heterogéneos” también implica un cambio porque “las fuerzas viscosas no siempre trabajan en el mismo sentido que las fuerzas espontáneas, el petróleo puede reacomodarse independientemente de nuestros esfuerzos, cosa que se nota cuando cerramos un pozo.”

Con este tipo de simulación o modelado se podría intentar reemplazar los millones de celdas de la simulación numérica actual por un modelado directo de los pozos, usando algoritmos simples. La solución analítica permitiría la interacción directa del *history matching* con el modelado físico y geológico de la trampa. Por supuesto, la solución de cada pozo y el conjunto deben ser compatibles con el modelo estático. O sea, no olvidarse de la física y la geología del sistema.

Jorge Valle, Interface

El manejo de la información en campos maduros se caracteriza por tener un volumen importante de datos recopilados a lo largo del tiempo, con distintas herramientas, con distintas tecnologías y guardando además en distintos formatos y soportes. Esto es todo un reto: además, está bastante claro que la integración de la información es fundamental.

Manejar la información requiere de algunos cuidados y suma, del otro lado, a la gente de sistemas, que proveerá las herramientas para manejar esta información. Ellos, por su formación, pueden no tener los conceptos del manejo de variables tan diversas que tiene el negocio. Entonces, es muy difícil que el hombre de sistemas pueda entender cabalmente qué podemos hacer con la información. Así se plantea un conflicto, un diálogo complicado.

La solución implica que los técnicos hagan un esfuerzo de capacitación, incorporando conceptos de bases de datos, de tablas, de diccionarios de datos, definiciones estándar.

Integrar información tiene un requisito básico, que es tener coordenadas únicas de datos a nivel de compañía, parámetros que identifican unívocamente un dato. Un pozo de petróleo tiene, en principio, cuatro coordenadas: el pozo, la fecha, la fase y la unidad. Cada una de ellas es tan importante como cualquier otra. En este caso sencillo hay bases de datos que permiten poner el nombre del pozo como coordenada y eso no está bien, porque ese pozo, además, va a tener información de perfiles, una historia de reparaciones en alguna otra base de datos. En general, cada una de estas herramientas que no están conec-

tadas maneja nomenclatura propia. Además, hay bases de datos comerciales que permiten que el nombre del pozo figure como dato junto con su fecha, unidad, valor y fase. Nunca el nombre del pozo debiera ser un identificador, deberíamos usar un identificador único consensuado a nivel corporativo y, en todo caso, los nombres deberían ser atributos de ese identificador único, que suele no estar. Éste es uno de los ejes de la integración.

Cualquier herramienta de *software* que apliquemos debe tener un identificador corporativo de cada uno de los objetos que contienen información, de modo que las demás aplicaciones que se vayan incorporando compartan esa coordenada. Este no es que este es un problema local, lo hemos visto en países desarrollados y en países subdesarrollados, más que nada en países condenados al éxito, porque sin duda es con quienes más hemos interactuado. Hemos vistos bases de datos de reparaciones donde hay una fecha cargada un 34 de abril.

Una base de datos no debiera tener unidades; hay algunas que lo permiten. A veces hay mucha diversidad de unidades en la captura de datos y algunos deciden poner el dato y la unidad en la que fue importado. Por supuesto, las interfaces tienen que encargarse de mostrar la información en la unidad que haga falta, en la que necesite el usuario, o la que necesite la Secretaría de Energía o lo que fuere.

Es necesario un enorme esfuerzo para compatibilizar la información de diferentes fuentes. Una densidad puede



LIDERES EN RECUBRIMIENTOS ANTICORROSIVOS



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

Sistema de Gestión de Calidad
Certificado desde Enero del 2002



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

aparecer escrita de muchísimas maneras pero una de ellas, gramos por centímetro cúbico, por ejemplo, también se puede escribir de muchísimas maneras. Gramos con minúscula, con mayúscula, con r o sin r, los centímetros con el tres como exponente o no. Los técnicos deberían asumir que deberían capacitarse un poco, no hablamos de una especialización, hablamos de unos cursos de pocas horas de capacitación en cómo manejar información, pensando que la información es corporativa y no personal, y que le puede servir a otra persona.

Respecto de las aplicaciones, lo que suele suceder es que alguien tiene un problema concreto, lo necesita resolver, pide ayuda al área de sistemas y, en general, el área de sistemas está absolutamente capacitada para desarrollar la aplicación que soluciona ese problema puntual. Está faltando una visión un poco más global, de alguien que conozca el negocio. En definitiva, esta actitud crítica pretende analizar cómo se puede mejorar y capacitar en el manejo de información y datos.

Ricardo Srebernic, Pan American Energy

PAE opera actualmente en la Argentina en Acambuco en el norte; Lindero Atravesado, en la Cuenca Neuquina, Cerro Dragón y Piedra Clavada-Kaike en Cuenca del Golfo San Jorge.

En Acambuco llevamos diez años de producción. Sin embargo, el área de Acambuco es muy antigua. Standard Oil, en los años 1900-1930, ya producía el yacimiento San Pedro de Acambuco. Era el yacimiento de mayor producción de ese entonces, con 10% de petróleo. Utilizaba tecnología para reinyectar el gas para mantenimiento de presión. La empresa dejó de operar allí entre 1950 y 1960. Aparecieron los primeros intentos por parte de YPF, que descubrió lo que llamamos Macueta Sur. A partir de ahí se hicieron algunos pozos adicionales y en 1979 Bridas comenzó a operar marginalmente el petróleo.

En simultáneo con ese mismo período, se hicieron muchos intentos de exploración que no están reflejados de ninguna manera en producción. Pero en 1982 y 1984 se perforaron 3 pozos. Por ejemplo, el pozo Yacuy tardó tres años en ser perforado y tuvo 12 o 13 *side tracks*. Después se perforó el Macueta 1001 y se descubrió nada menos que el yacimiento de Macueta, que tiene la continuación en Bolivia, en San Alberto y Tabú. Luego, el San Pedrito 1 se perfo-

ró en forma helitransportada y se logró descubrir gas en ese yacimiento. No así en San Antonio, que fue sin entrada.

Algunos años después apareció PAE como operador y empezó a desarrollar el yacimiento. En ese entonces se hizo la sísmica 3D más grande del mundo: 600 kilómetros cuadrados de registración sísmica, fundamental para lo que vino después: la perforación exitosa de los pozos San Pedrito 2, San Pedrito 3, San Pedrito 4 y el Macueta 1001 bis, que aportó y sigue aportando 3 millones y medio de metros cúbicos día de gas.

De modo que, si se analiza la historia, hay un gran esfuerzo exploratorio para mostrar estos resultados. Todavía existen intentos y se hacen cosas para seguir pegando esos saltos y seguir revirtiendo situaciones de producción declinante.

En caso de Koluel Kaike, la historia es parecida. Se está pudiendo poner algunos pozos en el valle, que son exitosos y que alientan a pensar que, por ahora, tenemos la respuesta en gas. Cuando tengamos las instalaciones adecuadas y sigamos en la buena senda, podremos dar un saltito hacia arriba y mantener de nuevo la base. Estos yacimientos con declinación son los que soportan el principal activo de Panamerican, que es Cerro Dragón.

Esta locación es el caso más exitoso de la empresa e implica haber duplicado la producción en un período de 10 años, no solamente en petróleo sino también en gas y recuperación secundaria. Obviamente, se logra a través de una cantidad de pozos, una cantidad de inversión, una cantidad de equipos trabajando en el área para poder lograr este resultado. En todas las áreas maduras que PAE tiene en operación se está logrando el objetivo de no declinar.

Las claves de éxito tienen que ver con una visión empresarial que proporciona la inversión requerida aún en escenarios inciertos, y confía en su organización, confía en el *know how* de su organización. Exige que no sea gratis decir "podemos". En el desarrollo agresivo basado en el conocimiento de los equipos, la capacidad, las herramientas que pueden manejar y la creatividad para romper paradigmas y encontrar realmente las trampas y las anomalías es todo lo que hace la diferencia para poder tener oportunidades. Deben aprovecharse al máximo la automatización, la tecnología y asegurar la producción básica.

Jorge Buciak, Capex

Supongamos que queremos perforar un pozo *infill* de 1000 metros en la Cuenca Neuquina o en la Cuenca del Golfo San Jorge y el precio es de 20 dólares por barril y la expectativa de producción es 3 metros cúbicos día durante 3 años.

Teniendo en cuenta que estamos pagando regalías, con 20 dólares recuperaríamos 400.000 dólares. Indudablemente, estamos ante un yacimiento bastante maduro. En iguales condiciones, con precios cercanos a los promedios de los últimos meses (80 dólares), las ventas serían de un 1.500.000, con lo cual la cantidad de pozos *infill* que podríamos perforar en esas condiciones serían realmente con un precio de 80.

La Argentina tiene muchos yacimientos que hoy son considerados maduros que, con un mayor precio percibido, podrían ser considerados yacimientos jóvenes. Si hoy viéramos los precios de la industria en el exterior, tendríamos, en lugar de 75 equipos perforando, 150 probablemente.



Supongamos una inversión de 10 millones de dólares para gastar y un proyecto A, por ejemplo, hacer pozos *infill* intermedios en una zona con 10 años de inyección, más un factor de recuperación del 14% por primaria y 10% por secundaria.

Si a esto le sumamos que la expectativa de producción fuese 3 metros cúbicos día de producción y el yacimiento tiene el 96,8% de agua, la producción esperada es 4 metros cúbicos día. Observemos, además, que tenemos otro proyecto, que es hacer un desarrollo en una zona nueva, con el mismo factor de recuperación de primaria, sin secundaria, y la expectativa de producción es de 8 metros cúbicos día.

Entonces, entre ambos proyectos, existe una diferenciación importante: la temporalidad que tendría el yacimiento A. Es decir, qué pasa con el yacimiento A. Con su historia de producción, si no hacemos la inversión en un determinado tiempo, la expectativa seguramente va a ser más baja y llegará un momento en el que se perderá esa expectativa, y esa reserva. Es decir, el proyecto A es temporal. El proyecto B probablemente sea temporal. Si es un proyecto de una zona nueva, puede hacerse más adelante en el tiempo, en la medida lógica de que no tengamos concesiones que terminen pronto. Concretamente, la gran diferencia que existe en desarrollar proyectos en zonas maduras a zonas nuevas es la temporalidad de la inversión, porque si no la hacemos, la perdemos.

Podríamos apalancar proyectos en zonas maduras utili-

zando costos operativos incrementales. Esta es una visión que las empresas habitualmente no toman en consideración, y por eso muchos proyectos en zonas maduras pierden en la evaluación, porque no tienen este concepto medido dentro de la evaluación.

El apalancamiento del costo futuro que traído al valor presente puede realizar la inversión. Probablemente el mismo proyecto no necesite fuente externa, lo único que implica es adelantar sus propios flujos de caja.

La palabra masificación debe ser la palabra que tiene que estar adelante en los proyectos de terciaria y tiene que ser la meta. Se debe concentrar el esfuerzo en proyectos de terciaria que sean masificables, que es la gran ventaja de los yacimientos con gran historia. Lo que madura es, realmente, la información: tienen abundante cantidad de datos, inyección de agua como trazador, mejor conocimiento de la geología, factibilidad de adquirir nuevos datos a bajo costos y fácilmente extrapolables, buen conocimiento de los mecanismos de drenaje, conocimiento del petróleo remanente.

Cualquier proyecto de piloto exitoso o cualquier estrategia de mejora que tiene sustento pueden ser escalables. Si logramos proyectos piloto con éxito que sean masificables, el riesgo económico es muy bajo. Esta es la gran ventaja de estos yacimientos para hacer pilotos de terciaria.

Como conclusión final, un yacimiento se convierte en maduro cuando el conjunto de gobierno conduciendo las operadoras y los técnicos se quedan sin esfuerzos y sin ideas. ■



AREA GEOFÍSICA es el representante exclusivo de Nord West, empresa rusa líder a nivel mundial en prospecciones geofísicas, aplicando el Método Magneto Telúrico (MT) pasiva, para exploraciones de hidrocarburos y geotérmicas.

Las ventajas del método son su aplicación en:

- ▲ Grandes superficies
- ▲ Zonas ambientalmente sensibles
- ▲ Topografía irregular
- ▲ Zonas selváticas
- ▲ Zonas pantanosas
- ▲ Weathering

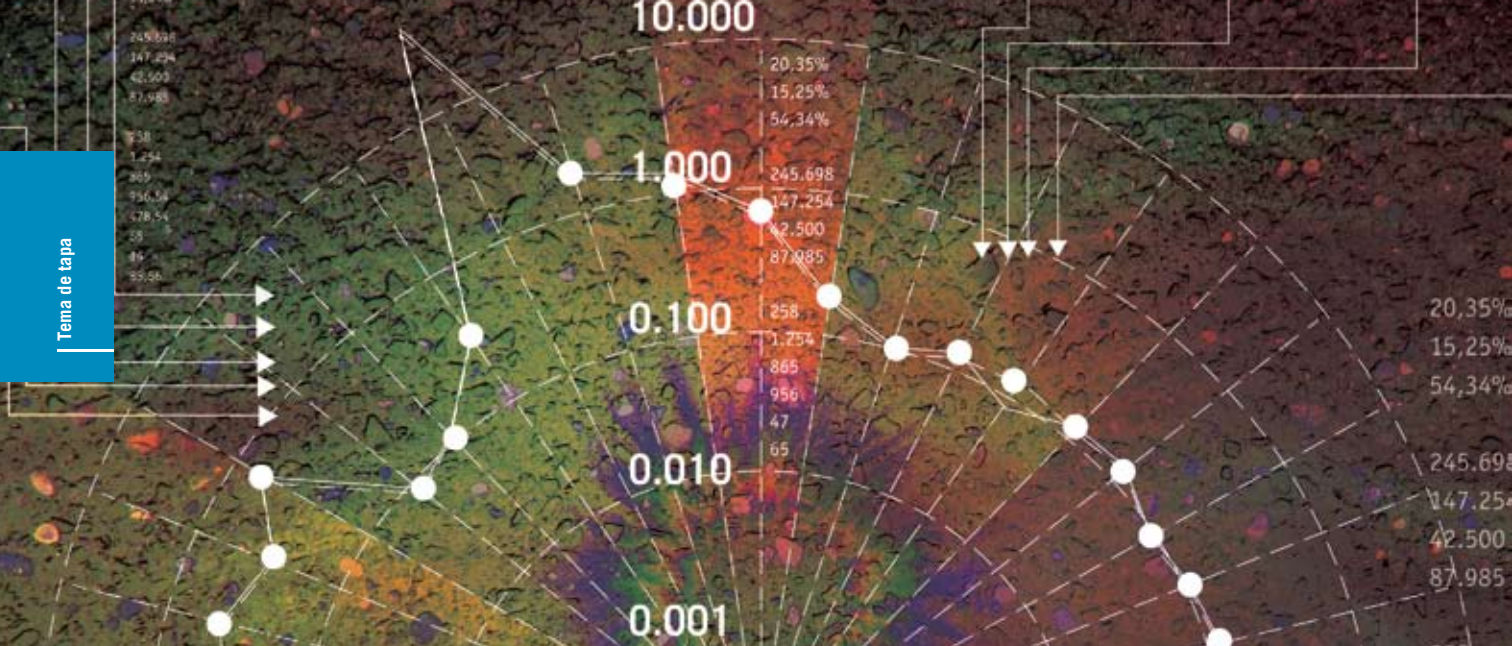
Además se caracteriza por:

- ▲ Rapidez en la registración y en el procesamiento
- ▲ Bajo costo comparativo
- ▲ Nulo impacto ambiental

Humberto Primo 985 Pliso 5to. (1103) Buenos Aires - Argentina

Tel/Fax (5411) 4307-3448 / 5468

e-mail: Info@areageofisica.com.ar



Alocación de la producción conjunta en reservorios multicapas mediante técnicas geoquímicas

Por **Martín Eugenio Fasola**, YPF SA; **Inés Labayen**, Inés Labayen SRL; **Gustavo Maselli** y **Anabel Kuriss**, LMA SRL.

Trabajo seleccionado como Primer Premio del Congreso de Producción del Bicentenario.

La geoquímica orgánica es conocida en la industria del petróleo por sus aplicaciones en temas medioambientales y para la exploración de hidrocarburos, en especial en la identificación de rocas con capacidad generadora de petróleo; en la evolución de su madurez con el tiempo geológico; también, en la estimación de los volúmenes de petróleo generados por éstas y las características geoquímicas para establecer correlaciones entre petróleos, entre rocas madre y entre petróleo y roca madre.

Desde 1985 se encuentran en la bibliografía especializada ejemplos de aplicaciones de la metodología geoquímica que ayudan a resolver problemas de producción y reservorios (Larter *et al.*, 1994; Larter y Aplin 1995; Baskin *et al.*, 1995; England y Cubbitt 1995; Nederlof *et al.*, 1995; McCaffey *et al.*, 1996; Marteau *et al.*, 2002).

La diferencia más evidente entre un estudio exploratorio y el análisis de reservorios es la escala de muestreo. En los estudios regionales se seleccionan muestras de

petróleos o rocas que representan los diferentes sistemas petroleros, para determinar las tendencias de madurez y las relaciones genéticas entre petróleo y rocas madres.

En los estudios geoquímicos de caracterización de reservorios y alocación se realiza un muestreo detallado por capas productoras en un yacimiento, en una porción de él o por pozo.

Una de las observaciones más sorprendentes de la geoquímica de reservorios es que todos los fluidos (agua, gas, petróleo) son composicionalmente heterogéneos, tanto en sentido vertical como lateral. Justamente, la determinación de estas heterogeneidades de los fluidos y la integración con las características del reservorio son el objeto de estudio de la geoquímica de reservorios y producción.

Mediante las metodologías geoquímicas se puede determinar el tipo de fluidos presente en los reservorios y establecer sus correlaciones laterales y verticales. Esta información permite:

- Determinar los mecanismos de llenado de las trampas.
- Establecer los procesos de alteración sufridos por los fluidos, en los reservorios o durante la migración.
- Comprender la interrelación de la arquitectura de los reservorios con la dinámica de los fluidos, mediante la integración con el modelo geológico. Esta información permite establecer un modelo de distribución de fluidos en forma independiente de la información geológica, ya que es una determinación directa sobre el fluido y no requiere calibración previa.

La distribución de fluidos así planteada puede ayudar a una mejor comprensión del comportamiento del reservorio.

La alocación de producción en yacimientos multireservorios con producción conjunta presenta dificultades cuando se intenta asignar el aporte real de cada una de las capas a la producción.

En el presente trabajo se describe la metodología geoquímica desarrollada para alocar la producción en yacimiento multicapas y su aplicación en yacimientos de la Argentina.

Fundamentos geoquímicos

En forma práctica, el petróleo puede definirse como cualquier mezcla de hidrocarburos que puede ser producida (Hunt: 1979). La gran cantidad y variedad de componentes presentes en los petróleos hace muy difícil dar una definición según su composición química. Al momento de su expulsión, la composición del petróleo depende del tipo de materia orgánica presente en la roca madre y de su madurez. Sin embargo, se reconocen procesos que alteran drásticamente la composición del petróleo durante la migración o en el reservorio (Blanc y Connan: 1993).

Horstad y Larter (1997) propusieron una clasificación geoquímica jerárquica de petróleos, que permite discriminarlos sobre la base de su origen geológico y sus transformaciones posteriores en subsuelo.

Así, los autores diferencian "población" y "familia" de petróleos. Para ser agrupados en la misma población, los petróleos deben haberse generado en la misma roca

madre, aunque pueden tener diferentes tiempos de generación y expulsión, o distintos niveles de madurez.

Las familias de petróleos se definen como subgrupos de una población de petróleos con diferentes propiedades químicas o físicas.

De esta forma, cada población de petróleos puede estar representada por varias familias con diferencias composicionales, debido a aquellas alteraciones primarias relacionadas con la cinética de la generación (madurez, tiempo de generación y expulsión) o a alteraciones secundarias relacionadas con modificaciones de presión, volumen y temperatura en el reservorio (maduración en reservorio, biodegradación, lavado con agua, fraccionamiento de fases durante la migración o por pérdidas del sello, Larter y Aplin: 1995). La cromatografía gaseosa capilar se emplea para caracterizar los petróleos y, por lo tanto, para identificar las alteraciones primarias y secundarias que sufren los petróleos.

Antecedentes de la aplicación de geoquímica para reservorios y para producción

La geoquímica orgánica aplicada a reservorios y producción requiere el reconocimiento de diferencias composicionales significativas entre los fluidos correspondientes a cada una de las capas productoras.

En la literatura especializada se presentan diversas aplicaciones de la geoquímica para resolver problemas en reservorios y en la producción. Se pueden mencionar los trabajos de Kaufman *et al.*: 1987, 1990) y de Rajasingam y Freckleton (2004) en el Golfo de México; también, Horstad y Larter (1997) en el Mar del Norte; Baskin *et al.*, (1995) en el Delta del Níger; Callejón-Jiménez (1995) en Venezuela; Kaufman (2002) en Kuwait y Kaufman (1987) en el sudeste asiático.

En la Argentina se ha desarrollado una metodología para discriminar el aporte de las capas individuales a la producción en yacimientos de la Cuenca Neuquina y en el Golfo San Jorge. Antecedentes de estas aplicaciones se encuentran en los trabajos de Labayén *et al.*, (2004) y Fasola *et al.*, (2005, 2008).

Metodología de alocación tradicional

Como consecuencia de las características geológicas de un sistema multireservorio (reservorios multicapas), cada pozo suele atravesar un número variable de cuerpos arenosos productores de hidrocarburos, muchas veces diferentes a los encontrados por los pozos vecinos.

Los reservorios de interés suelen ser ensayados en forma individual durante la terminación, y luego puestos a producir en forma simultánea. Tradicionalmente, el método utilizado en estos yacimientos para calcular el potencial productivo para cada nivel estudiado considera los valores de caudal, el porcentaje de agua y el nivel logrado durante el ensayo individual por capa en la terminación.

Sin embargo, mediante esta técnica no es posible determinar el comportamiento dinámico de todos los reser-

varios cuando son producidos en conjunto. Esto se debe, principalmente, a que la extracción con un sistema artificial requiere de un determinado nivel de fluido dentro del pozo, lo que origina contrapresiones diferentes para cada reservorio y, por lo tanto, un aporte de fluido diferente al medido en el ensayo individual de capa.

Si bien las intervenciones de pozos son comunes con posterioridad a la puesta en producción inicial, estas operaciones no suelen incluir nuevos ensayos individuales de todos los niveles para evaluar la evolución del aporte de cada uno a la producción total con el tiempo. En el momento de realizar los prorrateos de producción para cada reservorio involucrado, el único dato con que se cuenta es el correspondiente al ensayo de terminación, y éste no es representativo de las condiciones en que se realiza la extracción del pozo.

Además, el aporte proporcional de cada capa al total de la producción se considera invariable en el tiempo. Este método para aloca producción requiere un número elevado de simplificaciones (a falta de datos medidos), lo que se traduce en un alto grado de incertidumbre de los resultados, ya que supone, básicamente, que las condiciones del ensayo de terminación se mantienen en el tiempo y durante la producción en conjunto de todo el pozo.

El alcance del desvío entre los volúmenes calculados y los reales es particularmente importante a la hora de aplicar estos valores en las previsiones de producción para

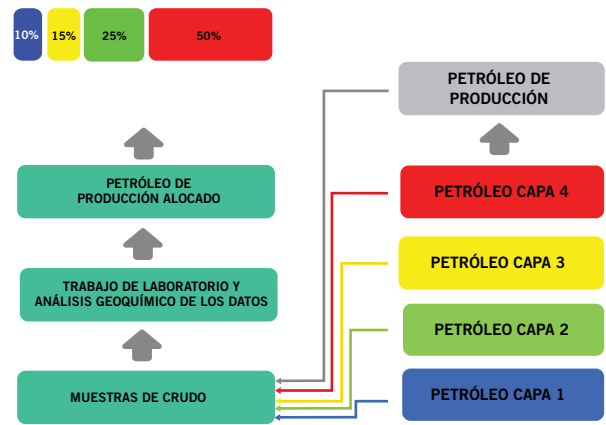


Figura 1. Esquema de asignación de producción mediante la técnica geoquímica.

proyectos de recuperación asistida. Por otro lado, en los casos de disminución importante de la producción de un pozo, se desconoce -hasta el momento de re-ensayo de capas durante la eventual intervención-, si la baja responde a un problema de todo el pozo, que abarque el conjunto de reservorios, o a un cambio puntual en uno de ellos. La opción de intervenir el pozo para definir el problema implica un costo importante, que es prioritario reducir.

Una alternativa a las limitaciones enunciadas en los



TÜVRheinland®

Acompañando su compromiso con la
Calidad, la Seguridad y el Medio Ambiente



- Certificaciones
- Capacitación
- Calificación
- Inspecciones
- Auditorías
- Homologaciones

www.tuv.com

ANUNCIAMOS STORK MSW AHORA ES

NOV MSW



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

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

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

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



Marcas de NOV

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

NOV NATIONAL OILWELL VARCO

www.novmsw.com.ar

párrafos anteriores es la metodología geoquímica. Otro tema no menos importante lo constituyen los costos. Se estima que la metodología geoquímica cuesta entre el 1 al 5% de un perfil de producción.

Desarrollo de la metodología geoquímica para alocar la producción

La metodología desarrollada puede aplicarse a cualquier conjunto de petróleos pertenecientes a capas individuales (yacimientos multicapas), a petróleos de producción conjunta y a mezclas sintéticas, en los que se reconozcan diferencias composicionales significativas.

El caso ideal es aquel en el que se disponen las muestras de los petróleos obtenidos en todos los ensayos individuales y el petróleo de producción conjunta de un mismo pozo. Sin embargo, es posible aplicar la metodología al comparar petróleos de diferentes pozos, y comprobar primero que las capas individuales presentan características diferentes entre sí y muy poca o ninguna heterogeneidad lateral.

El principal requisito para la aplicación de la metodología es el reconocimiento de diferencias significativas entre las muestras representativas de cada capa (figura 1). Diferencias significativas son aquellas que no pueden ser derivadas de la metodología analítica o del muestreo. Los parámetros geoquímicos empleados deben ser elegidos entre aquellos que, por la robustez de la técnica analítica, se vean poco afectados por mínimas variaciones, como cambios de operador, de reactivos o de fecha de análisis.

En el desarrollo de esta metodología, las técnicas analíticas empleadas fueron la cromatografía gaseosa capilar; la densidad de petróleo; el porcentaje de agua y la concentración de metales (vanadio, níquel y azufre).

Si se cumple el requisito de diferencias significativas, esta metodología es aplicable para discriminar, promediar y monitorear el aporte a la producción conjunta en yacimientos multicapas durante las diferentes etapas de producción (primaria, secundaria y terciaria).

La metodología geoquímica de alocaación de producción desarrollada puede resumirse en cuatro etapas (ver figura 2):

- Etapa 1, de selección de los parámetros: a partir de un estudio de caracterización de petróleos, se seleccionan y emplean aquellos parámetros geoquímicos que mejor discriminan las capas individuales.
- Etapa 2, de determinación analítica y cálculos de los parámetros seleccionados en muestras problema (petróleo de producción o mezcla sintética de petróleos): el dato primario es el resultado analítico con el que se genera una matriz de datos que incluye los fluidos individuales y los de producción conjunta.
- Etapa 3, de cálculo numérico: mediante este cálculo se busca la mezcla de los petróleos de las formaciones que mejor reproduce el conjunto de parámetros medidos en la muestra problema. El resultado se expresa como porcentaje en peso de cada uno de los petróleos individuales.
- Etapa 4, de control estadístico de los resultados: se evalúa el grado de correlación entre las mezclas calculadas

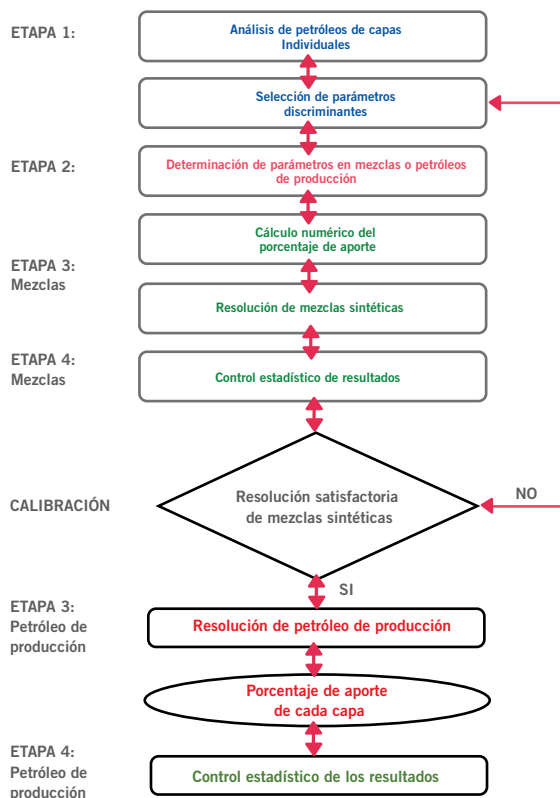


Figura 2. Diagrama de flujo de las etapas involucradas en la metodología geoquímica.

y las mediciones en el petróleo de producción o mezcla sintética, con el objeto de validar esta metodología.

En la etapa 1 se analizan todas las muestras de capas individuales y se seleccionan los parámetros geoquímicos discriminantes. Durante las etapas 2, 3 y 4 se aplican estos parámetros: en primer lugar, para resolver mezclas sintéticas como calibración de la metodología y, en segundo lugar, para determinar aquellos más adecuados para la discriminación del conjunto de petróleos analizados. Por esta causa, esta etapa de calibración o validación (etapas 2, 3 y 4) debe realizarse para cada conjunto de muestras.

Luego de la etapa de calibración, se aplica la metodología para resolver el petróleo de producción con los parámetros utilizados en la resolución satisfactoria de las mezclas.

Ejemplos de aplicación en yacimientos de la Argentina

1) Cuenca del Golfo San Jorge: yacimiento A

La situación más adecuada para la aplicación de esta metodología se genera al alocar el petróleo de producción de un pozo, donde se dispone de los petróleos correspondientes a los ensayos de las capas individuales.

En este yacimiento, que produce principalmente de



Comprometidos con el desarrollo petrolero de Mendoza y el país.

Asociada a:



CaMESPe
Cámara Mendocina de Empresas
de Servicios Petroleros.



emepa

Servicios Petroleros

varias capas pertenecientes a las Formación Bajo Barreal, se seleccionó un pozo y se aplicó esta metodología en petróleos de seis capas individuales; tres de ellas fueron muestreadas antes y después de fracturar, más el petróleo de producción.

Todos los petróleos del pozo fueron caracterizados como mezclas de petróleos con muy diferente grado de biodegradación, de evaporación y de lavado con agua y un condensado muy liviano. Se seleccionaron 43 parámetros geoquímicos que discriminan los petróleos de capas individuales.

Para ajustar la metodología en este conjunto de petróleos, se resolvieron mezclas sintéticas preparadas en laboratorio con petróleos de tres capas productivas. Los resultados obtenidos son muy buenos, con una incertidumbre de $\pm 5\%$ (ver tabla 1).

Tabla 1. Resolución de las mezclas de laboratorio

Mezclas sintéticas	Petróleos individuales (mbbp)	Porcentajes preparación (%)	Porcentajes calculados (%)
MEZCLA 1	629.5	19	25
	869	40	38
	965	41	37
MEZCLA 2	629.5	42	38
	869	46	41
	965	12	21
MEZCLA 3	629.5	19	21
	869	28	31
	965	53	48

Tras estos resultados y para evaluar la calidad de la estimación, se determinaron los parámetros geoquímicos utilizados en el cálculo numérico de las mezclas para determinar la calidad de la estimación. Al conocer los porcentajes de preparación de las mezclas, se ponderaron los parámetros teóricos correspondientes a cada una de las mezclas. Estos resultados se identificaron como “valores teóricos”.

Con los porcentajes estimados numéricamente se determinaron los “parámetros calculados”. Ambos conjuntos de parámetros pueden compararse con los parámetros medidos analíticamente en cada mezcla.

Tabla 2. Índices de correlación y distancia para las mezclas de laboratorio

Mezclas sintéticas	Parámetro estadístico	Parámetros calculados	Valores teóricos
MEZCLA 1	R2	0,9999	1,0000
	Coef. distancia	0,6230	0,6629
MEZCLA 2	R2	0,9998	0,9997
	Coef. distancia	0,9476	1,0108
MEZCLA 3	R2	0,9999	0,9999
	Coef. distancia	0,8064	0,8254

En la tabla 2 se resumen los valores de los índices de correlación (R2) y de coeficiente de distancia calculados para cada mezcla. El cálculo se realiza con los parámetros ponderados (valores teóricos y parámetros calculados) con los respectivos valores medidos en las mezclas.

En todos los casos se observó muy buena correlación de ambos conjuntos de parámetros ponderados con los valores medidos analíticamente, ya que se obtuvieron,

Tabla 3. Porcentajes de aporte de cada capa al petróleo de producción

Nivel (mbbp)	Porcentaje de aporte (p/p)	Porcentaje de aporte (v/v)
629.5	7	7
629.5 fr	19	18
750	12	12
869	4	4
965	0	0
965 fr	50	50
1163.5	0	0
1216 fr	10	9

Nota: fr: Fracturada

para todos, valores muy próximos a la unidad en los coeficientes de correlación y valores menores de 1.01 para los coeficientes de distancia. Este alto grado de correlación en ambos grupos de parámetros significa que los porcentajes de aporte estimados numéricamente describen muy bien la mezcla tanto con los parámetros medidos como los valores teóricos. Estos resultados indican que esta metodología es aplicable para estimar las capas que aportan a la producción del pozo.

Una vez resueltas las mezclas sintéticas, (la metodología estaba calibrada), se procedió a realizar la alocación del petróleo de producción. Este se caracterizó como mezcla de petróleo con moderada biodegradación, leve evaporación y lavado con agua con un condensado liviano no biodegradado y un petróleo pesado.

La alocación del petróleo de producción del pozo mostró los siguientes porcentajes de aporte en peso de los petróleos de capas individuales (sin tener en consideración el agua, ver tabla 3) y el porcentaje en aporte en volumen, con consideración de la densidad de los petróleos.

Como se puede ver en la tabla, el 60% en peso del petróleo de producción proviene de dos niveles fracturados de la Formación Bajo Barreal Inferior (965 fr y 1216 fr) y el resto habría sido aportado por los niveles punzados de

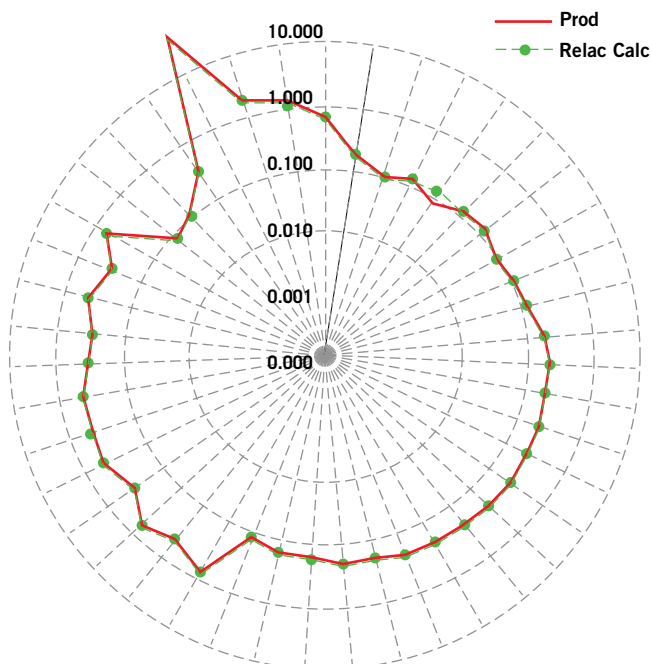


Figura 3. Diagrama estrella de relaciones utilizadas para el cálculo de aportes determinados en el petróleo de producción y la mezcla calculada por métodos numéricos (cada eje corresponde a un parámetro).



Como una de las empresas líder mundial en ingeniería, ABB ayuda a sus clientes de la industria y de servicios públicos a usar la energía eléctrica en forma eficiente y a aumentar la productividad industrial de manera sustentable.

La capacidad tecnológica de ABB, la magnitud de sus conocimientos en aplicaciones, su presencia global y espíritu pionero, ofrecen a los clientes un fácil acceso a productos, sistemas, servicios y soluciones de última generación y calidad mundial en ingeniería eléctrica y automatización industrial.

Por eso, quienes eligen ABB, eligen vivir en un mundo mejor.

ABB S.A.

Tel.: +54 11 4229 5500

Fax: +54 11 4229 5636

E-mail: abb.argentina@ar.abb.com

www.abb.com/ar

Power and productivity
for a better world™



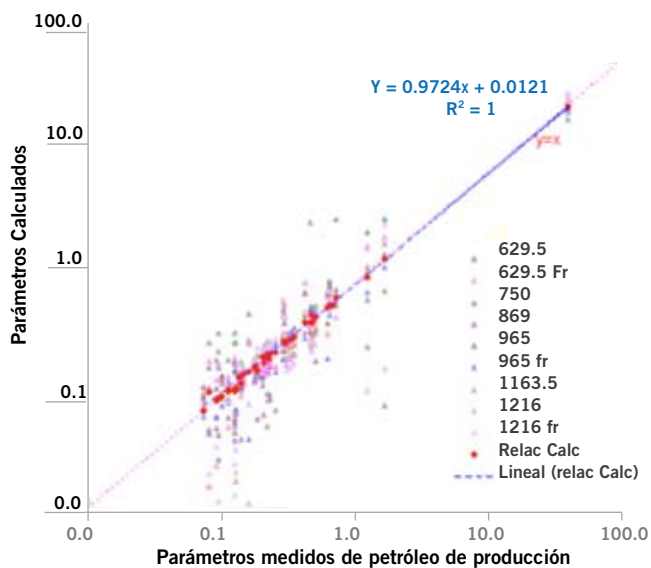


Figura 4. Comparación gráfica de las relaciones utilizadas para el cálculo de aportes determinados en el petróleo de producción y en la "mezcla calculada" por métodos numéricos. (En los petróleos de producción no se dispone de los valores teóricos). Para completar la comparación se incluyen los petróleos punzados analizados en el pozo A.

Bajo Barreal Superior.

Para evaluar la calidad de la estimación realizada, se compararon los parámetros medidos en el petróleo de producción con los ponderados mediante los porcentajes calculados en peso. La comparación se realiza en forma gráfica (como muestran las figuras 3 y 4) y en forma numérica, mediante los coeficientes de correlación y de distancia (en tabla 4).

Los coeficientes de correlación son, en general, muy altos y próximos a la unidad. Los coeficientes de distancia de los petróleos individuales son mucho mayores que el

Tabla 4. Coeficientes de correlación y distancia de las relaciones medidas en el petróleo de producción y las muestras de capas individuales.

Nivel	Coefficiente de Correlación (R ²)	Coefficiente de Distancia
629.5	0.9971	4.0211
629.5 fr	0.9997	3.4127
750	0.9996	5.7939
869	0.9932	16.9968
965	0.9998	2.1541
965 fr	0.9999	1.3352
1163.5	0.9997	3.3898
1216	0.9989	3.5188
1216 fr	0.9993	4.1823
Relaciones calculadas	0.9997	0.4855

correspondiente a las relaciones calculadas.

Estos resultados indican que el petróleo de producción correlaciona mejor con las relaciones calculadas con los porcentajes de aporte que con cualquiera de los petróleos analizados en capas individuales. Como consecuencia,

Capa	Tope (m)	Base (m)	Fluido	% Agua	Estimulación	Caudal (l/h)	Nivel (m)	% de aporte
1	629.5	632.5	P+A	30	Fractura	3750	200	20%
2	732	734	A/R			200	652	
3	750	752	P+A	30		80	714	0%
4	869.5	872	A/R		Fractura	2500	630	
5	965.5	968.5	P+G	25	Fractura	1450	0	19%
6	1005.5	1008	A/R			300	896	
7	1016.5	1019.5	A/R		Cementada	3750	650	
8	1077.5	1080.5	A/R			700	832	
9	1163.5	1165.5	P+A	20		1500	901	6%
10	1216	1217.5	P+A	20	Fractura	3750	200	55%
11	1275.5	1277.5	A/R			80	1239	

Tabla 5. Valores de aporte individual a la reserva total de pozo según el método clásico de prorrateo de producción.



SOMOS ENERGÍA

La esencia que guía nuestro trabajo.

En Medanito creemos en el país, por eso hace 17 años estamos presentes en nuestra Patagonia, apostando al futuro a través de una inversión permanente en el campo energético y generando crecimiento gracias al esfuerzo de nuestra gente. Para nosotros, ser una empresa reconocida es el resultado de poner en práctica esa filosofía que nos inspira cada día.



Alsina 771 - (C1087AAK) - CABA
Tel.: (+5411) 5355-8100
info@medanito.com.ar
www.medanito.com.ar

Detrás de cada innovación, se encuentra la fuente de energía más poderosa del planeta.

Para satisfacer las demandas de energía del mañana, estamos desarrollando tecnología de avanzada hoy. A través de la colaboración e innovación, nuestras soluciones están aumentando el suministro de energía para las generaciones futuras. Y con una red global de empleados liderando el camino, podemos emplear la energía más poderosa de todas: la energía humana.



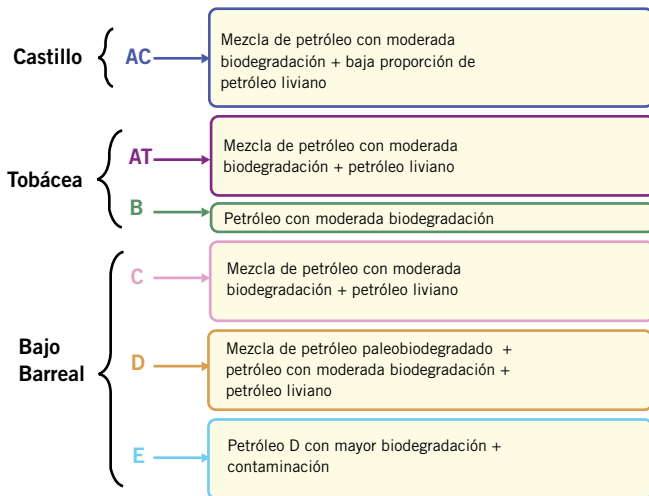


Figura 5. Características de las familias de petróleos en el yacimiento B.

puede considerarse que el petróleo de producción se describe mejor como la mezcla de aportes estimada numéricamente. Al comparar el pronóstico de alocación geoquímica con la metodología tradicional (ver tabla 5), se comprueba que la metodología geoquímica reconoce el aporte de cada uno de los reservorios que se han puesto en producción en el pozo, es decir, tanto en el método tradicional como en el geoquímico, se evidencian aportes desde los mismos reservorios. En este caso, los resultados

geoquímicos muestran que más del 80% del volumen de petróleo producido en el pozo corresponde a los niveles estimulados mediante fracturación, coincidentemente con lo pronosticado a partir de los datos de terminación.

Sin embargo, al comparar los valores de aporte de cada capa se manifiestan diferencias. De acuerdo con la terminación, los niveles inferiores del pozo aportarían el 60% de la producción total, mientras, según la alocación por geoquímica, su aporte se reduce al 9%. En consecuencia, los aportes porcentuales de los restantes niveles ganan importancia y predominan la capa de 965 mbbp con un 50% y la de 629 mbbp, con un 25% en total.

Esta diferencia se explica con que los niveles inferiores se encuentran contrapresionados por una columna de fluido de varios cientos de metros, lo que se evidencia en la disminución de aporte mencionada en el párrafo anterior, que muestra una coherencia entre lo calculado por geoquímica y la condición extractiva del pozo.

Por lo tanto, el método empleado para realizar la alocación a partir de la caracterización geoquímica constituye, por la naturaleza de las muestras utilizadas, un enfoque global que tiene en cuenta la situación real de producción del pozo. Por otro lado, las condiciones de producción para cada pozo no se mantienen invariables en el tiempo. El muestreo y el análisis del fluido de producción en diferentes momentos permiten monitorear la variación de estas condiciones durante la vida del pozo.

Por lo analizado, la aplicación de esta metodología constituye una solución adecuada a la problemática de



COMPRESSCO
DE ARGENTINA S.R.L.

Aumento de la Producción de Petróleo





GasJack
COMPRESSORS

El compresor Gas Jack de Compresso, aumenta la producción de petróleo en aplicaciones en pozos de petróleo con bombeo mecánico, al extraer gas de la corona anular del pozo, esto permite un mayor flujo de petróleo mediante la bomba y evita el bloqueo de gas y las altas presiones de fondo, tanto en sistemas de bombeo de varillas como el de tipo ESP.

Contacto: Dario Sambueza - dsambueza@tetrattec.com / Gerardo Smith - gsmith@tetrattec.com
Base de operaciones: Av. Cutral Co, 217 - Plaza Huincul, (8318) Neuquén - Tel:0299-4861680
administracion.argentina@compressco.com

Falta aprobación aviso NALCO

determinar la variación en el tiempo de la producción de cada reservorio, que la metodología convencional no nos permite resolver.

A partir del análisis de los resultados obtenidos por ambos métodos podemos decir que con su uso combinado se obtienen: por un lado, el valor de la reserva de cada nivel en producción en base a los datos de terminación; por otro (con la utilización de la geoquímica), el monitoreo de la producción de esta reserva.

1.2) Yacimiento B

Generalmente, la distribución vertical de los petróleos de los pozos estudiados en la cuenca del Golfo San Jorge es muy compleja y no permite asociar una familia de fluidos a cada formación. El yacimiento B es el primero de la cuenca de todos los estudiados con esta metodología geoquímica, en el que es posible asociar familias de petróleo con cada formación (figura 5). La distribución de fluidos es la siguiente:

- Formación Bajo Barreal (ensayos someros): mezcla de petróleo paleobiodegradado con petróleo con moderada biodegradación y con petróleo liviano (familia de petróleos D).
- Formación Bajo Barreal (ensayos profundos): mezcla de petróleo con moderada biodegradación con petróleo liviano (familia de petróleos C).
- Sección tobácea: mezcla de petróleo con moderada biodegradación y de petróleo liviano (familia de petróleos AT).
- Formación Castillo: mezcla de petróleo con moderada biodegradación y baja proporción de petróleo liviano (familia de petróleos AC).

Esta clasificación de los petróleos permitió establecer un modelo de llenado de las trampas, analizar la continuidad de los reservorios (tanto lateral como verticalmente) y alocar la producción en tres pozos.

Con la metodología geoquímica desarrollada se obtuvieron las asignaciones de producción para estos pozos:

- Pozo 1:** los porcentajes obtenidos para la muestra de producción indicaron un aporte del 75% en peso de la Formación Bajo Barreal (con claro predominio del nivel más profundo), un 4% del petróleo correspondiente a la serie tobácea y el resto (21%) aportado por la Formación Castillo.
- Pozo 2:** el aporte predominante a la producción es de la tobácea con 86% y el 14% restante se atribuye a la Formación Bajo Barreal Superior.
- Pozo 3:** los resultados de alocación asignaron un aporte predominante del 51% a la Formación Castillo y el resto a Bajo Barreal y tobácea, con iguales aportes.

2) Yacimiento de la cuenca Neuquina

Este yacimiento se encuentra en un estado de desarrollo maduro. Produce principalmente de tres formaciones: Formación Rayoso, el Miembro Avilé de la Formación Agrio y Miembro Troncoso de la Formación Huitrín. La producción de la mayoría de los pozos es en conjunto.

De varios pozos se obtuvieron petróleos de capas individuales y de producción pertenecientes a los principales compartimentos del yacimiento. A estos petróleos se los caracterizó geoquímicamente, y se observó que, mediante

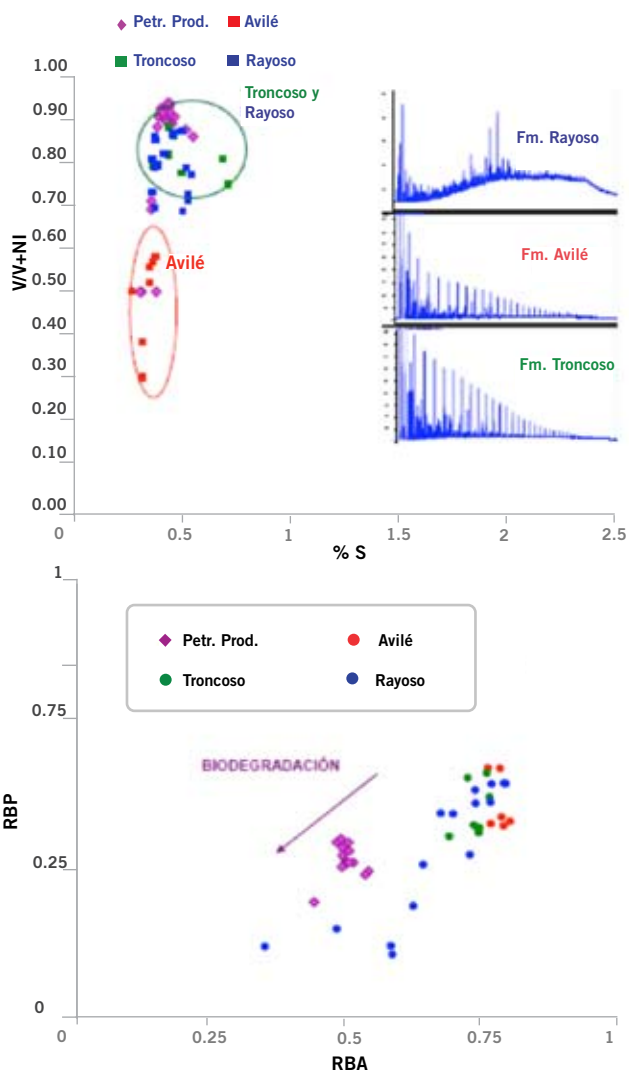


Figura 6. Parámetros discriminantes en el yacimiento de la Cuenca Neuquina. Notas: RBP: Relación de biodegradación de parafinas. RBA: Relación de biodegradación de acíclicos

cromatografía gaseosa, se reconocían diferencias significativas entre los petróleos con severa biodegradación de la Formación Rayoso y los no alterados de Troncoso y Avilé. Para diferenciar los petróleos de los dos últimos reservorios (Avilé y Rayoso), fue necesario complementar estos estudios con análisis de azufre y de metales (vanadio y níquel), hasta finalmente discriminar los petróleos y aplicar la metodología para alocar la producción (figura 6).

Esta metodología geoquímica de alocación de aplicó en más de 25 pozos para el prorrateo de la producción, como herramienta complementaria para definir o identificar zonas del yacimiento donde sólo se recirculaba el agua de la secundaria y en la caracterización de las capas productoras de los pozos para un proyecto de *warter conformance*.

Discusión de los aspectos fundamentales de la metodología

Los parámetros geoquímicos adecuados para la aplicación de esta metodología son, en general, aquellos que responden probablemente a las reglas de mezcla utilizadas

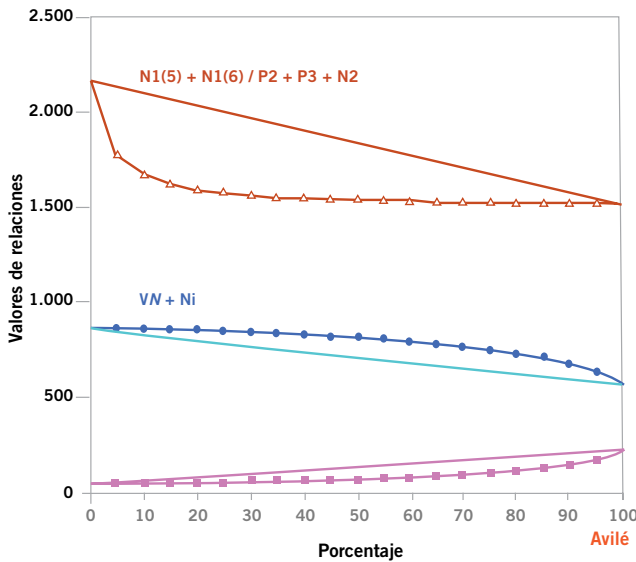


Figura 7. Valores teóricos de un parámetro para mezclas de dos y tres capas individuales.

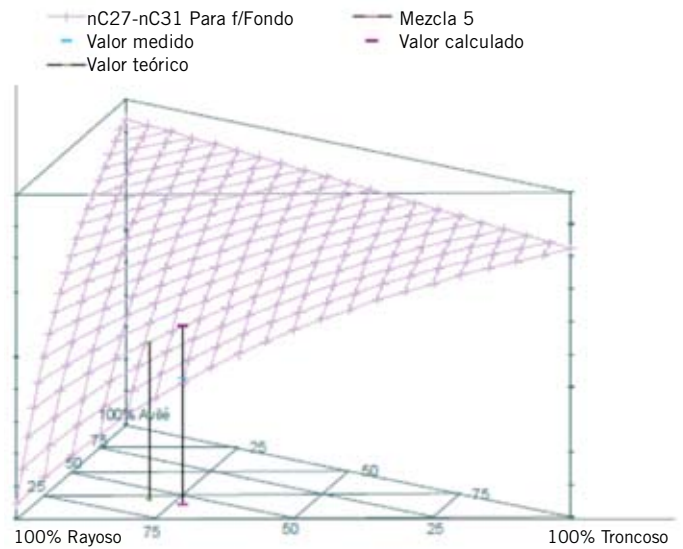


Figura 8. Valores teóricos de un parámetro para mezclas de dos y tres capas individuales.

por el cálculo numérico.

En cada caso particular deben seleccionarse aquellos parámetros que discriminan los petróleos de capas individuales y en los que las diferencias son muy significativas respecto a variaciones analíticas.

Pueden utilizarse composiciones respecto de petróleo

total, ya sea en porcentajes, como los datos cromatográficos o el azufre, o en partes por millón (ppm) para elementos traza, como los metales. También puede usarse cualquier relación geoquímica como pristano a fitano, valor heptano, RBA o relación de biodegradación de acíclicos. Sin embargo, debe tenerse en cuenta que la regla

servicios al pozo

- ENSAYOS DE FORMACION DST/TST
- HERRAMIENTAS DE ENSAYO TPN Y PKR
- HERRAMIENTAS DE ROTACION Y CALIBRACION
- MOTORES DE FONDO
- ENSAYOS DE PRODUCCION
- FILTRADO DE FLUIDOS
- HERRAMIENTAS DE PESCA
- MEDICIONES FISICAS
- SEPARADOR DE GAS TRIFASICO
- REPARACION Y VENTA DE HERRAMIENTAS DE PRODUCCION

www.huincan.com.ar

servicios especiales para la industria del petróleo

servicios de mecanizados

- CONSTRUCCION DE PIEZAS ESPECIALES
- SOLDADURAS Y APORTES ESPECIALES
- CONSTRUCCION DE REDUCCIONES
- ROSCAS API
- NORMAS DS1
- REPARACION DE BHA
- CONSTRUCCION DE BOP
- ROSCADO DE TUBULARES
- PERFORADO PROFUNDO
- TORNOS DE GRAN PORTE
- PASAJE HUSILLO HASTA 10"

9 de julio 350 - Godoy Cruz - Mendoza (5501) - Tel/fax: 0261 4321040/1446

MENDOZA - MALARGÜE - RINCÓN DE LOS SAUCES - COMODORO RIVADAVIA

de mezcla utilizada en el cálculo numérico es diferente para concentraciones y relaciones, ya que es lineal para las primeras y no lineal para las últimas (figuras 7 y 8).

Esta metodología se puede aplicar a un pozo (caso ideal) o también en yacimientos maduros, con petróleos de producción de horizontes conocidos. En un pozo, la metodología geoquímica constituye, por la naturaleza de las muestras utilizadas, un enfoque global que tiene en cuenta la situación real de producción del pozo: así, permite monitorear la producción instantánea de cada nivel. Se puede aplicar periódicamente, para seguir la producción, o eventualmente, ante cambios drásticos de la producción, ya sea por el corte de agua o por la calidad del petróleo.

En cualquier caso, el único requisito de esta metodología es disponer de muestras de los niveles ensayados. Los petróleos bien conservados no requieren ambientes especiales para su preservación y no se alteran con el paso de los años. Además, la muestra de producción es muestra de boca de pozo, por lo que no es necesario parar la producción. Dadas las características de la metodología, sus resultados son independientes del agua de producción.

Conclusiones

- La metodología geoquímica de alocación de la producción consiste en encontrar, mediante el cálculo numérico, cómo se compone el petróleo de producción en función de los petróleos de capas individuales.
- El requisito fundamental para la aplicación de esta metodología es que existan diferencias geoquímicas significativas entre los petróleos de capas individuales.
- Esta metodología presenta los siguientes beneficios:
 - Determina el aporte de cada capa en la situación real de producción del pozo.
 - Es independiente de la producción de agua.
 - No requiere interrumpir la producción para la toma de muestra.
 - Puede utilizarse como herramienta de monitoreo periódico de la producción.
 - Puede ayudar a interpretar variaciones en la producción con el tiempo.
 - Ayuda a la selección de las capas a producir en futuros

pozos y en el diseño y seguimiento de la secundaria.

- Es mucho más económica que un perfil de producción (1% al 5%).

Esta metodología se ha empleado con éxito para alocar la producción en dos yacimientos de la Cuenca del Golfo San Jorge y en uno de la Cuenca Neuquina.

Bibliografía

- Baskin, D. K., Hwang, R.J. & Purdy, R. (1995). *Predicting Gas, Oil, and Water Intervals in Niger Delta Reservoirs Using Gas Chromatography*. AAPG Boletín V.79, Nº 3, p. 337-350.
- Blanc, Ph. & Connan, J. (1993). *Crude Oils in Reservoirs: the Factors Influencing their Composition, in Applied Petroleum Geochemistry*. M. L. Bordenave (ed) De Techni. p.149-174.
- Callejón-Jiménez, A.F. (1995). *Reservoir Geochemistry in the Pato Field, Eastern Venezuela Basin, in Organic Geochemistry: Developments and Applications to Energy, Climate, Environment and Human History*. Grimault, J.O. & Dorronsoro, C. (eds.) *Selected papers from 17th Intern. En Meeting on Organic Geochemistry*, 4 al 8 de septiembre, p. 343-344.
- England, W.A. & Cubitt, J.M. (1995). *Geochemistry of reservoirs, an introduction in the geochemistry of reservoirs*. Cubitt, J.M. & England, W. A. (eds), *Geological Society Special Publication* Nº 86, p. 1- 3.
- Fasola, M.E., Labayén, I.L., Lema, M. & Baz, A. (2005). *Alocación de producción mediante el empleo de la Geoquímica Orgánica en el Yacimiento Los perales, Cuenca del golfo San Jorge*. VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, Argentina, del 15 a 19 de noviembre.
- Fasola, M.E., Labayén, I.L., Maselli, G., Potas, G. & Ferreira, M.L. (2008). *La biodegradación como herramienta para entender la distribución de fluidos en el Yacimiento Cañadón Vasco, Cuenca del golfo San Jorge, Argentina*. VII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, Argentina, noviembre.
- Horstad, I. & Larter, S.R. (1997), *Petroleum Migration, Alteration, and Remigration within Troll Field, Norwegian North Sea*. AAPG Boletín V.81, Nº 2, p. 222-248.
- Hunt, J.M. (1979). *Petroleum Geochemistry and Geology*. W.H. Freeman and Company (eds.), San Francisco, p. 448-450.



Estudios Ambientales para Obras y Proyectos

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

- Kaufman, R.L., Ahmed, A.S. & Elsingher, R.J. (1990). *Gas Chromatography as a Development and Production Tool for Fingerprinting Oils from individual Reservoirs: Applications in the Gulf of Mexico*, en D. Schumaker and B. F. Perkins (eds). *Proceedings of the 9th annual research conference of the Society of Economic Paleontologists and Mineralogists*, p. 263- 282.
- Kaufman, R.L., Ahmed, A.S. & Hemphkins, W.B. (1987). *A New Technique for the Analysis of Commingled Oils and its Application Calculations*. En *Proceedings Indonesian Petroleum Association*. Sixteenth Annual Convention, octubre.
- Kaufman, R.L., Dashti, H., Kabir, C.S., Pederson, J.M., Moon, M.S., Quttainah, R. & Al-wael, H. (2002). *Characterizing the greater Burgan Field: Use of geochemistry and oil fingerprinting*, SPE 78129, p. 190-196.
- Labayén, I. L., Fasola, M., Del Monte, A. and Castelo, R. (2004). *Alocación de producción mediante el empleo de la geoquímica orgánica en el Yacimiento Chihuido de la Sierra Negra – Lomitas, Cuenca Neuquina*. INNOTEC, Buenos Aires, del 14 al 17 de septiembre.
- Labayén, I., Fasola, M.E., Del Monte, A. and Castelo, R. (2005). *Use of Organic Geochemistry in Allocation of production: Application in the Chihuido de la Sierra Negra-Lomitas Field, Neuquina Basin, Argentina*. En *Organic Geochemistry: Challenges for the 21st Century (Vol 1), from 22nd Intern. Meeting on Organic Geochemistry*, Sevilla, España, p. 62-63.
- Larter, S.R. & Aplin, A.C. (1995). *Reservoir Geochemistry: methods, applications and opportunities*, In *The Geochemistry of reservoirs*. En Cubbit, J.M. & England, W. A. (eds) *Geological Society Special Publication* Nº 86, p. 5-32.
- Larter, S.R., Aplin, A.C., Corbett, P. & Ementon, N. (1994). *Reservoir Geochemistry: a Link between Reservoir Geology and Engineering?* SPE 28849, p. 441-450.
- Marteau, V., C. Groba, W. Romera, I. L. Labayén, M. Crotti y S. Bosco (2002). *Utilización de la Geoquímica de Reservoirs para determinar la heterogeneidad de los petróleos de producción de la Fm. Rayoso, Cuenca Neuquina*. V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, Argentina, octubre/noviembre.
- McCaffrey, M.A., Legarre, H.A. & Johnson, S.J. (1996). *Using Biomarkers to Improve Heavy Oil reservoir*. En *Management: An Example From the Cymric Field, Kern County, California*. AAPG Boletín V.80, Nº6, p. 898-913.
- Nederlof, P.J., van der Veen, F.M. & van den Bos, G.A. (1995). *Application of Reservoir Geochemistry in Oman, in Organic Geochemistry: Developments and Applications to Energy, Climate, Environment and Human History*. Grimault, J.O. & Dorronsoro, C. (eds.) *Selected papers from 17th Intern. Meeting on Organic Geochemistry*. Septiembre, p. 329-331.
- Rajasingam, D.T. & Freckelton, T.P. (2004). *Subsurface Development Challenges in the Ultra Deepwater Na Kika Development*, OTC 16699. ■

**CONVIRTIENDO GAS ASOCIADO
EN ENERGIA**

ENERGY
... anywhere, anytime

SoEnergy ARGENTINA

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

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



Aprovechamiento de empujes espontáneos para optimizar secundarias avanzadas

Por **Marcelo A. Crotti, Julián Bardelli, Diana Masiero** (Inlab SA)
y **Gastón Fondevila** (CAPSA)

Trabajo seleccionado como Primera Mención en el Congreso de Producción del Bicentenario.

La inyección de agua para incrementar la recuperación de petróleo es una técnica tan difundida que ya ha sido implementada en innumerables escenarios de las más diversas cuencas productivas en todo el mundo.

En nuestro país, no sólo se trata de una práctica frecuente, sino que ya existen muchos reservorios que han alcanzado una situación que se identifica como de “secundarias avanzadas” o “secundarias maduras”. Estos términos hacen referencia a escenarios donde, generalmente, se ha alcanzado algún límite, ya sea por la capa-

dad de admisión/producción de los pozos, por la disponibilidad y posibilidades de tratamiento del agua, por la pérdida de rentabilidad asociada al manejo de grandes volúmenes de agua, etcétera.

Además de las variables macroscópicas mencionadas, en estos escenarios comienzan a aparecer cambios en las rutinas de trabajo: muchas veces es necesario cambiar las metodologías de control de pozos para mantener la calidad de las mediciones. Comienzan a aparecer emulsiones más tenaces y contenidos de “finos” que generan proble-

mas en el de tratamiento de los crudos, etcétera.

Una forma simple de identificar en qué momento un yacimiento debe considerarse en condiciones de “secundaria avanzada” es cuando se deja de pensar en ampliar los proyectos existentes y comienzan a plantearse preguntas del tipo “¿Es todavía posible mejorar la eficiencia de recuperación de petróleo por esta vía?”.

En general, cuando se llega a las condiciones de “secundarias avanzadas” también comienzan a evaluarse otras formas de recuperación asistida, y se inician, en muchos casos, ensayos piloto de algún tipo de recuperación terciaria.

Cualquiera que sea la decisión a largo plazo, en forma paralela suelen implementarse diferentes formas de optimización de la recuperación secundaria, que incluyen cambios de *patterns*, empleo de geles para mejorar el perfil de inyección (operaciones de conformance) y todo tipo de decisiones a nivel de pozo para cerrar las capas totalmente acuatizadas y mejorar la eficiencia del empuje por agua.

Dentro de esta línea, en este trabajo se presentan los fundamentos teóricos y experimentales que permiten planificar una optimización de la inyección de agua, basándose en conceptos diferentes a los tradicionales. Para ello se recurre a una serie de fenómenos que muchas veces se califican de “anomalías”.

En general, al planificar una secundaria se aceptan algunos principios o axiomas muy simples, respaldados por desarrollos simplificados y por muchos años de trabajo. Estos axiomas son tan sencillos e intuitivos que no sólo es muy difícil ponerlos en duda, sino que, muchas veces ni siquiera se los reconoce como supuestos o soporte de todo el andamiaje de cálculo posterior.

Muchos de estos supuestos parten de la teoría de avance frontal y de ciertas suposiciones de modelado, necesarias para simplificar la complejidad de los sistemas heterogéneos naturales. En particular, en los desarrollos siguientes, se analizarán la validez, limitaciones e influencia de los siguientes supuestos básicos en diferentes etapas de la recuperación secundaria.

- El agua circula preferentemente por los canales más permeables.
- El petróleo es empujado hacia los productores por el agua de inyección.
- A mayor velocidad de inyección de agua, mayor es la velocidad de recuperación de petróleo.
- A los efectos del modelado, los sistemas heterogéneos pueden reemplazarse por sistemas homogéneos equivalentes.

Como se explicará en detalle, algunos o la totalidad de estos supuestos pierden validez cuando las fuerzas espontáneas de re-acomodamiento de fluidos (fuerzas capilares y/o gravitatorias) se tornan dominantes frente a las fuerzas externas (fuerzas viscosas), generadas por las actividades de inyección y producción en los reservorios bajo recuperación secundaria.

Para esos casos se propone optimizar el esfuerzo de inyección/producción con asistencia del comportamiento de las fuerzas espontáneas. En otras palabras, el corazón de esta propuesta es “empujar” el petróleo hacia donde fluye espontáneamente, minimizando la energía necesaria para movilizarlo.

Las herramientas de estudio y optimización de operaciones se vinculan fuertemente con el modelo geológico, dado que la magnitud y ubicación de las heterogeneidades condicionan la importancia de las fuerzas capilares y definen una parte importante del re-acomodamiento espontáneo de las saturaciones en el reservorio.

En función de lo expresado hasta este punto, los objetivos de este trabajo pueden resumirse en los siguientes puntos: uno, identificar la contribución relativa de los diferentes mecanismos de producción de petróleo. Dos, rediseñar la secundaria mediante un modelo dinámico de reservorio con asistencia a los empujes espontáneos.

La industria del petróleo adoptó muy tempranamente la inyección de agua como herramienta técnica, económicamente adecuada para mejorar la producción de petróleo. Este procedimiento se encuadra dentro de lo que se identifica genéricamente como técnicas de desplazamiento inmisible de una fase por otra y, desde los primeros desarrollos de la ingeniería de reservorios, el modelado de este tipo de desplazamientos se ha englobado dentro de un marco teórico conocido como Teoría de Avance Frontal.

Los primeros autores dentro de esta línea fueron Buckley y Leverett¹, quienes en 1942 sentaron las bases de dicha teoría. Para lograr sus desarrollos, estos autores debieron establecer una serie de supuestos simples que también fueron adoptados por los autores posteriores^{2,3,4}. Dentro de estos supuestos, que incluyen el modelado sobre sistemas porosos lineales y homogéneos, uno de los más restrictivos es el que se relaciona con las fuerzas involucradas en el desplazamiento.

Según el trabajo de Buckley y Leverett, “en ausencia de efectos capilares y gravitatorios, el flujo fraccional de agua (f_w) para una determinada arena y juego de fluidos, varía sólo ligeramente con factores diferentes a la saturación de agua (S_w) y se puede asumir que, en estas condiciones, la derivada del flujo fraccional de agua respecto de la saturación de agua (df_w / dS_w) está relacionada sólo a S_w , permaneciendo constante para una S_w fija.”

Obsérvese el supuesto principal de este párrafo (“en ausencia de efectos capilares y gravitatorios...”). Así, puede apreciarse que, desde los orígenes del modelado del desplazamiento de petróleo con agua, se ha depreciado o minimizado la influencia de las fuerzas capilares y gravitatorias. Sólo de esta forma se lograron desarrollar los conceptos de “flujo fraccional” y “permeabilidad relativa” como variables sólo dependientes de la saturación de agua del medio poroso.

Pese a que muchos autores^{5,6,7,8} han puesto en entredicho la generalización de los conceptos mencionados, en la actualidad el modelado de yacimientos bajo inyección de agua se realiza recurriendo a curvas que dependen sólo de la saturación de agua de cada celda o bloque de modelado, y han sido obtenidas para sistemas lineales homogéneos (u homogéneos equivalentes), pese a que se aplican a sistemas tridimensionales altamente heterogéneos.

Algunas frases de los autores mencionados pueden resultar de utilidad para comprender las limitaciones de los conceptos derivados de la teoría de avance frontal cuando se aplican a sistemas reales.

“Las curvas completas de permeabilidad relativa parecen haber sido tratadas siempre con gran veneración a lo largo de la historia de la ingeniería de reservorios. Se asume que

estas curvas son intrínsecamente correctas y toda la teoría y la práctica se ha ensamblado para acomodarse a esta visión generalizada. De hecho, como se discute a lo largo de este capítulo, ésta es una actitud cuestionable” (Dake: p. 361).

“De una u otra forma, y actualmente por casi una centuria, la voluminosa literatura sobre este tema ha sido notoriamente influenciada por la cambiante interpretación del significado y aplicabilidad del concepto de permeabilidad relativa que continúa causando perplejidad pese a su difundido empleo.” (Rose: 1999).

“Aún así, lo que sostiene el autor de esta publicación es la urgente necesidad de una mayor clarificación. Y el foco de mayor importancia tiene que estar relacionado a cómo medir y aplicar los datos de permeabilidad relativa cuando se emprenden estudios de simulación de los procesos de transporte en reservorio.” (Rose:1999).

De hecho, resulta abrumadora la cantidad de publicaciones que documentan situaciones en que no se cumplen los supuestos básicos de la teoría de avance frontal. En muchos casos, las publicaciones exponen estas situaciones sólo como anomalías, pero, como se verá, la significativa contribución de fuerzas capilares y/o gravitatorias, en sistemas heterogéneos, genera, inevitablemente, situaciones que se apartan de lo esperado mediante los conceptos de la “Teoría de Avance Frontal”.

A continuación, se analizan algunos ejemplos sencillos para mostrar el origen de estas “anomalías”.

Primer caso: el flujo de agua por canales de alta permeabilidad

El primer ejemplo corresponde a mediciones de laboratorio realizadas en una celda visual, diseñada para observar equilibrios de fases dinámicos en sistemas heterogéneos.

La figura 1 muestra una celda formada por dos tapas de acrílico, (de 80 centímetros de largo, 30 de ancho y 2 de espesor), que retiene un medio poroso artificial con la ayuda de un sello lateral de goma. El espesor neto de relleno poroso es de cerca de un centímetro y las cuatro “bandas”, que se aprecian en la figura, corresponden a otras tantas calidades diferentes de medio poroso.

El relleno está formado por esferas de vidrio, con diámetros seleccionados en cuatro rangos que van desde los 500 micrones a los 50 micrones. Las permeabilidades que se indican en la figura 1 son sólo aproximadas pues los valores reales dependen no sólo de los diámetros de las esferas, sino también de su grado de compactación y ordenamiento. La porosidad global resultó cercana al 35% y todas las granulometrías (conforme a experiencias previas) adoptan valores cercanos, con similares grados de compactación.

Nota: por construcción, las 4 bandas están totalmente comunicadas entre sí, pues entre ellas se puso sólo una malla metálica fina, cuya función es la de contención mecánica de los rellenos, permitiendo, casi sin restricciones, el flujo de fases.

En la figura 1 el medio poroso está seco, de modo que el único fluido en contacto con el medio poroso es el aire, a presión atmosférica, que ocupa la totalidad del volumen poral de la celda. Los 8 tubos plásticos (4 en cada extremo) que se ven en la figura son los únicos puntos de contacto del medio poroso con el exterior.

Durante la experiencia, esos tubos se emplearon para permitir el ingreso y egreso de fluidos en el medio poroso. Las figuras 2 a 6 muestran el comportamiento de esta misma celda durante la inyección forzada de agua desde el punto indicado en la figura 2. La presión de inyección fue de 0.5 psi por encima de la presión atmosférica, en el punto de inyección, y los posibles efectos gravitatorios se minimizaron tras colocar la celda sobre una superficie perfectamente horizontal.

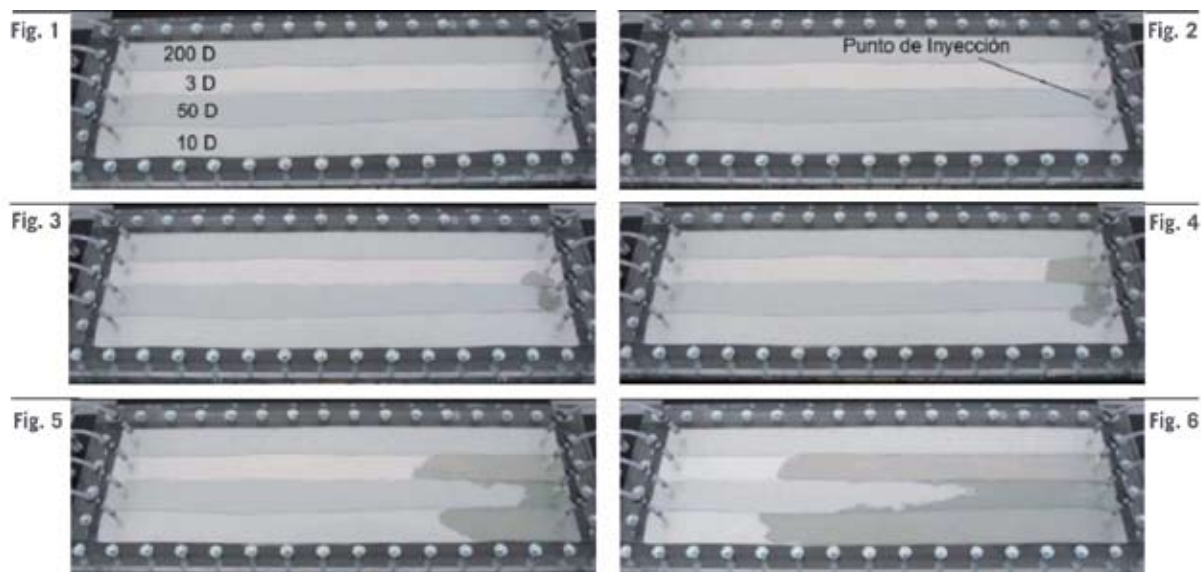


Figura 1. Celda de 4 “bandas” paralelas, totalmente comunicadas. Las permeabilidades se indican en la imagen. **Figura 2.** Comienza la inyección de agua. Los otros tubos del lado derecho están cerrados y los 4 del lado izquierdo están abiertos a la atmósfera. **Figura 3.** La inyección de agua pierde el perfil radial y el agua pasa espontáneamente a la capa menos permeable. **Figura 4.** Las dos capas de menor permeabilidad captan más agua que la capa de inyección. **Figura 5.** Continúa la inyección. Las fuerzas capilares dominan el proceso de desplazamiento. **Figura 6.** Incluso en etapas avanzadas, la capa más permeable sigue sin recibir agua, aunque produce casi el 50% del total del aire expulsado.

The Energy Flows Through Us™



LUFKIN

www.lufkin-arg.com

En la figura 2 se observa un pequeño “círculo” oscuro que delimita la zona invadida por el agua, en las cercanías del punto de inyección. La simetría radial de la “mancha” de agua era de esperar, en función de la homogeneidad del medio poroso en las cercanías del punto de inyección, y de la movilidad desfavorable del agua respecto de la fase desplazada (aire). Ambos factores definen un borde neto, de forma regular, en el contacto de fases.

Durante toda la experiencia se inyectó agua por el punto y en las condiciones indicadas, al tiempo que se mantuvieron cerrados los otros puntos de “inyección” ubicados del mismo lado de la celda. Simultáneamente, se mantuvieron abiertos a la atmósfera los 4 puntos de “producción” ubicados en el extremo opuesto de la celda. De esta forma, el aire desplazado por el ingreso de agua era eliminado por el extremo opuesto de la celda.

Como se indica en las figuras correspondientes, a partir del momento en que el agua contactó las zonas menos permeables, esta fase avanzó preferentemente por dichos niveles. Esta situación obedeció a que las fuerzas capilares dominan el proceso de desplazamiento. Como consecuencia de la heterogeneidad del medio y la existencia de significativos flujos cruzados, durante el período mostrado en las figuras 2 a 6, las capas de 200 D y de 50 D acumularon la mayor producción de aire, con caudales casi idénticos entre sí y con muy escasa contribución de las capas de menor permeabilidad.

Nota: si se suspendiera la inyección de agua en cualquiera de las etapas indicadas en las figuras 3 a 6, las fuerzas capilares seguirían trabajando y reacomodando los fluidos, de modo de lograr que la mayor cantidad de agua posible quedara atrapada en las capas menos permeables.

El análisis de esta experiencia indica que el concepto simple, resumido en la frase “El agua circula preferentemente por los canales más permeables” no es necesariamente cierta cuando las fuerzas dominantes no son las fuerzas viscosas.

Más aún, si en la experiencia mostrada en las imágenes anteriores sólo se dispusiera de los datos de inyección y producción (sin acceso a la inspección visual de la celda) guiados por la frase mencionada, la interpretación simple diría que el agua está circulando casi exclusivamente por las capas más permeables, en flagrante contradicción con el verdadero resultado experimental.

Para estudiar si lo que se observó en las figuras 1 a 6 es sólo un fenómeno propio de la escala de laboratorio o puede escalarse a nivel de reservorio, se realizó un modelo de simulación con condiciones similares, pero a escala de campo (700 metros x 200 x 4), y pudo comprobarse que, en este caso, el gradiente capilar también resulta dominante. Las presiones capilares asignadas a las diferentes capas fueron proporcionales a “columnas” de agua de 2 metros, 4 metros, 10 metros y 20 metros respectivamente, en función de la permeabilidad de cada “canal”. Los resultados se muestran a continuación.

La figura 7 expone que se obtuvo un resultado cualitativamente equivalente a la experiencia de laboratorio: el gradiente capilar es dominante, por lo que el agua circula, preferentemente, por los canales menos permeables.

Nota: al igual que en la experiencia de laboratorio, la magnitud de la contribución de las fuerzas capilares está vinculada a lo caudales de inyección. Los efectos capilares resultan más manifiestos a medida que disminuye el caudal de inyección.

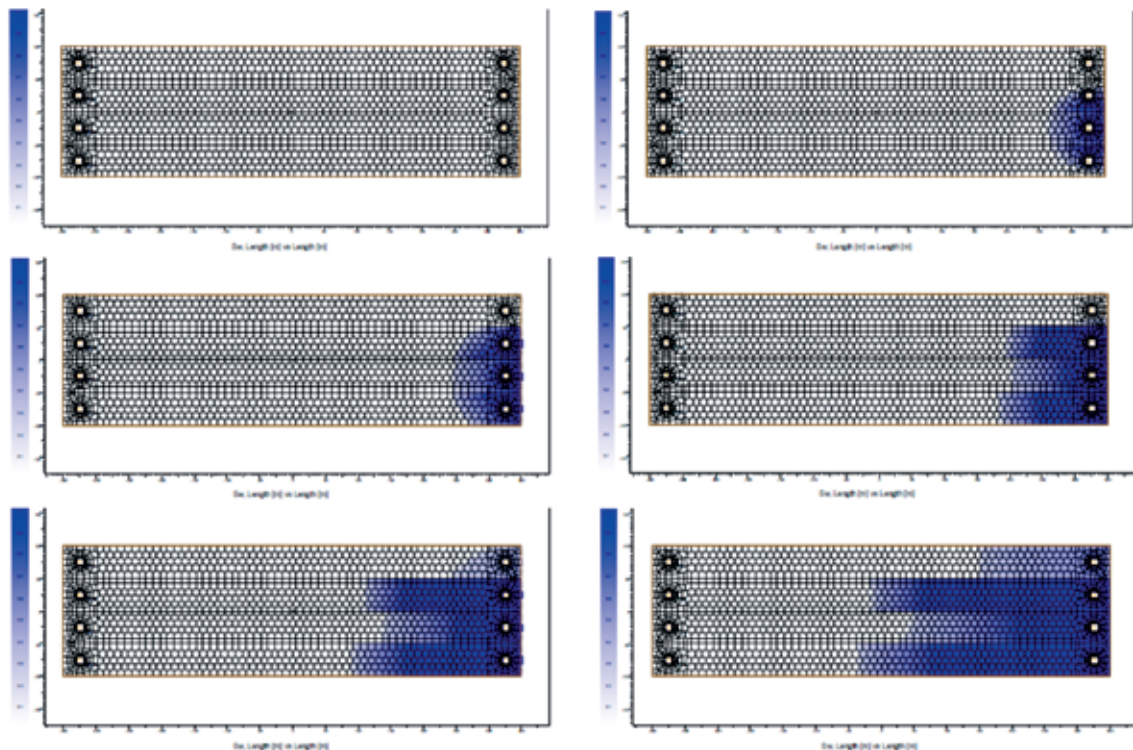


Figura 7. Simulación de barrido a escala de campo, canales laterales de diferente permeabilidad.

Segundo caso: los sistemas homogéneos equivalentes a sistemas heterogéneos

Para analizar este segundo caso se empleó una celda de laboratorio pero con una heterogeneidad más marcada que en el caso anterior.

La figura 8 muestra una fotografía de esta celda, luego de haberla saturado al 100% con agua y haberla barrido con petróleo de viscosidad cercana a 5 cp (en condiciones ambiente), con una diferencia de presión de 2 psi, aplicada desde el extremo superior izquierdo mientras se producía por el extremo inferior derecho de la imagen.

Los números 1 a 5 indican diferentes calidades de relleno (como en el caso anterior, esferas de vidrio en diferentes rangos entre 500 y 50 micrones), cuyos números más bajos corresponden a los rellenos con esferas más grandes. La porosidad global fue del 35% y el volumen poral, de 230 centímetros cúbicos.

Nota: dado que la intensidad de la coloración rojiza está relacionada al grado de saturación con petróleo, se puede apreciar que, con las condiciones de desplazamiento de agua por petróleo elegidas, no se eliminó toda el agua móvil del sistema. Al final del desplazamiento, la Sw promedio fue del 27%, en tanto que la Swirr de este tipo de relleno resultó cercana al 10%.

La figura 9 muestra el esquema inyección/producción elegido para el primer desplazamiento de petróleo con

agua. Los resultados de este desplazamiento se muestran en la figura 12 con el subíndice 1.

Una vez terminada esta etapa, la celda se volvió a las condiciones iniciales, mediante un nuevo desplazamiento de agua con petróleo en las mismas condiciones que las empleadas en el primer caso.

En esta etapa se eliminó la totalidad del agua inyectada durante el desplazamiento de petróleo empleando el *pattern* 1. La figura 10 muestra el esquema inyección/producción elegido para el segundo desplazamiento de petróleo con agua. Los resultados de este segundo desplazamiento también se muestran en la figura 13, acompañados del subíndice 2.

La comparación de las curvas de producción de agua y petróleo en ambos *patterns* muestra una fuerte dependencia de la curva de recuperación de petróleo con el *pattern* elegido. Sin embargo, tal como puede apreciarse en la figura 11, si se reemplazara el medio poroso heterogéneo, por un medio poroso homogéneo "equivalente", ambos *patterns* deberían comportarse de forma idéntica, pues no hay diferencias geométricas entre los dos esquemas de inyección/producción elegidos.

De esta forma resulta evidente que, en general y para el modelado de flujo multifásico, no es posible reemplazar un sistema heterogéneo por un homogéneo equivalente de propiedades "medias", calculadas mediante algún algoritmo de mezclas o promediado matemático.



NACE
INTERNATIONAL

NACE
INTERNATIONAL
TRAINING & CERTIFICATION

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

Cursos 2010

- **Nivel 1 ENSAYISTA DE PROTECCION CATODICA**
CP1 Cathodic Protection Tester
1 al 6 de noviembre de 2010
- **Nivel 2 TECNICO EN PROTECCION CATODICA**
CP2 Cathodic Protection Technician
8 al 13 de noviembre de 2010

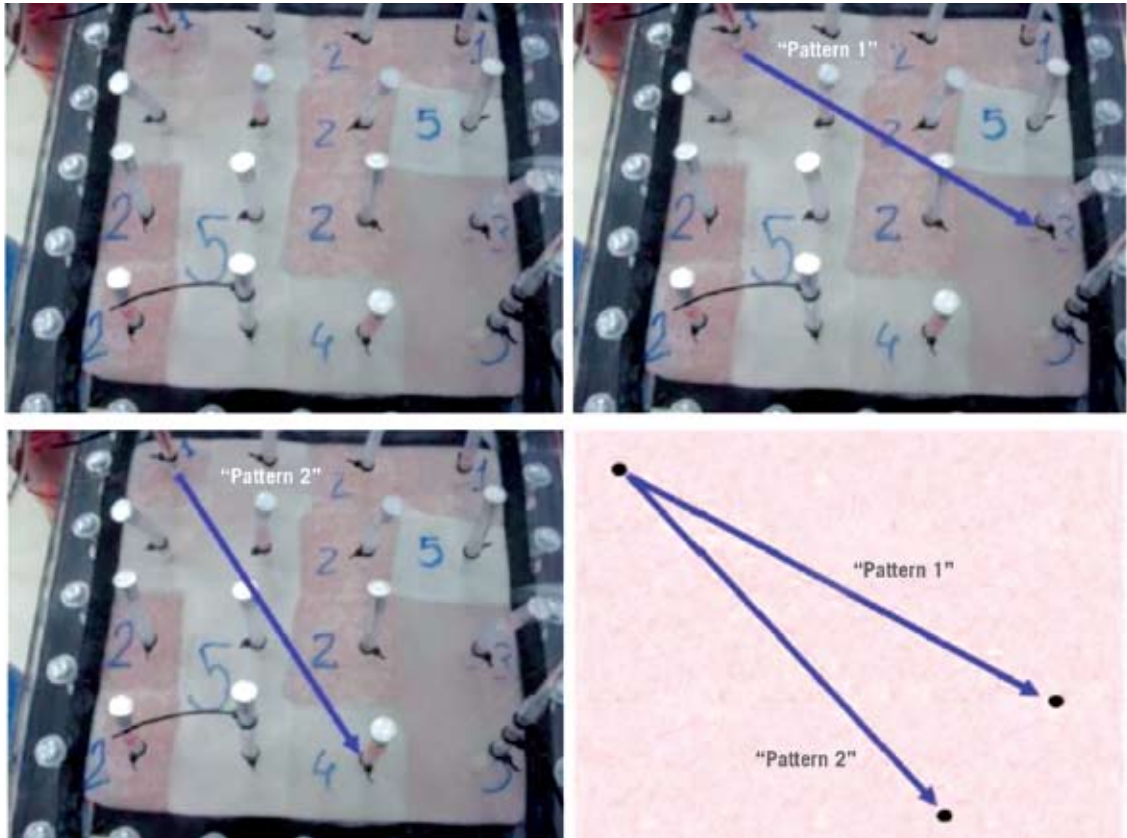


Figura 8. Celda heterogénea con 5 calidades de relleno. La coloración indica las saturaciones relativas de agua y petróleo al inicio de los barridos. Figura 9. El primero de los *patterns* de inyección/producción empleado. Figura 10. El segundo de los *patterns* de inyección/producción empleado, partiendo de las mismas condiciones iniciales. Figura 11. Ambos *patterns* resultan geoméricamente idénticos, en un bloque homogéneo, de propiedades "equivalentes" a la de la celda heterogénea.

En otras palabras, en contraposición a lo expresado en el trabajo de Buckley y Leverett de 1942, ninguna curva "promedio" de relación entre flujo fraccional y saturación de agua puede modelar simultáneamente resultados experimentales tan dispares obtenidos sobre la misma geometría y de flujo.

Nota: En este trabajo se reportan sólo dos desplazamientos con idéntica geometría de inyección/producción. Sin embargo, si se ubica el "pozo" inyector en cualquiera de los otros 3 "vértices" de la celda, se pueden implementar 8 desplazamientos diferentes, que responden a la misma geometría externa.

Una consideración de los diferentes caminos reales involucrados sugiere que no sólo habría ocho relaciones diferentes entre corte de agua y saturación de agua del sistema, sino que las acumuladas finales, teniendo en cuenta las diferentes "barreras" capilares, también resultarían notablemente diferentes, tal como se aprecia en los dos escenarios estudiados.

Un análisis más detallado de esta experiencia permite explicar por qué no se cumplen las condiciones señaladas por Buckley y Leverett. El ejemplo presentado no sólo no responde a la geometría lineal modelada por estos autores (donde sólo existe un punto de inyección y uno de producción), sino que el desplazamiento se realiza en un sistema altamente heterogéneo sometido a una competencia entre fuerzas viscosas y capilares (el efecto de la

gravedad fue minimizada en estos desplazamientos, colocando la celda sobre un plano horizontal).

En resumen, esta experiencia muestra que el modelado con sistemas homogéneos que se intenta hacer equivalentes a los sistemas heterogéneos que reemplazan, no es

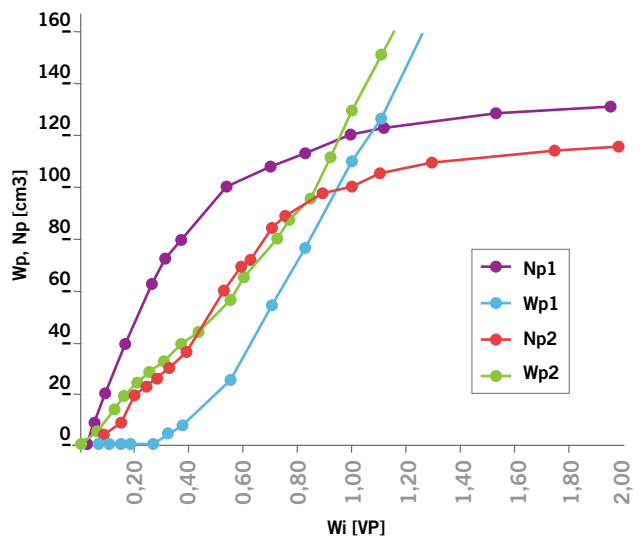


Figura 12. Producción de agua (Wp) y de petróleo (Np) en función del agua inyectada (Wi) en los dos *patterns* estudiados. En ambos casos se inyectó aproximadamente 2 VP de agua.

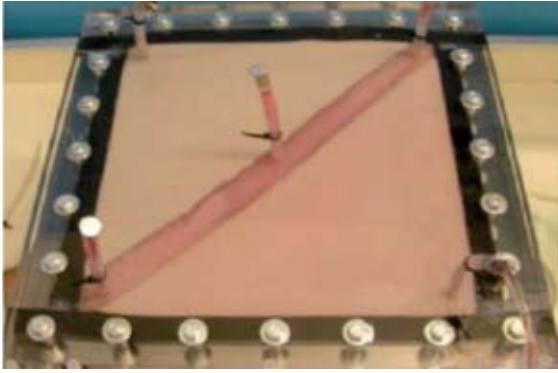


Figura 13. Celda con una "diagonal" de alta permeabilidad.

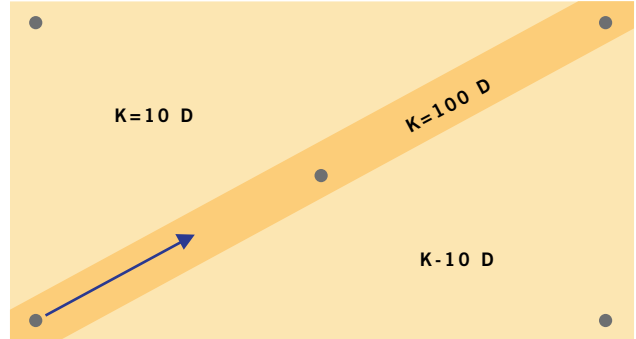


Figura 14. Esquema de la celda mostrada en la figura 12, donde se indican las permeabilidades aproximadas del sistema y la dirección de flujo seleccionada.

una tarea siempre realizable. Tanto es así que, como también puede verificarse con estos modelos de laboratorio, la simple inversión de un inyector y un productor (¡con las mismas condiciones iniciales de saturación de fluidos!) conduce a curvas de producción notablemente diferentes.

Tercer caso: relación entre el corte de agua y el caudal de producción

Cuando Buckley y Leverett explicitaron el resultado de sus análisis, la conclusión más significativa a la que arribaron es que el flujo fraccional de agua y su derivada respecto de la saturación de agua dependen casi exclusivamente de dicha saturación de agua.

Otra forma de ver la importancia de esta conclusión es analizando de qué elementos no depende el flujo fraccional de agua. Entre estas variables que no lo afectan se destaca -como la más significativa- el caudal de inyección/producción.

Conforme a la teoría de avance frontal (y sus curvas asociadas de permeabilidad relativa y flujo fraccional), el

flujo fraccional de agua no depende de la velocidad con que se lleve a cabo el desplazamiento.

En otras palabras, si el desplazamiento de petróleo por agua se realiza en dos escenarios idénticos pero con diferencia en los caudales, de modo que un desplazamiento se hace, por ejemplo, a tres veces más caudal que el otro, la curva de recuperación de petróleo en función del agua inyectada debería ser casi idéntica en ambos escenarios.

En línea con la teoría de avance frontal, la única diferencia significativa entre ambos escenarios es que las mismas cosas suceden a tres veces mayor velocidad en un caso que en el otro. En forma sencilla puede decirse que, en una secundaria gobernada por los principios de la teoría de Buckley-Leverett, el petróleo se mueve hacia donde se lo empuja y se mueve tanto más rápido cuanto más rápido se realiza la inyección de agua.

Sin embargo, a través de experiencias sencillas de laboratorio, o mediante innumerables ejemplos de campo, está ampliamente documentado que, en secundarias avanzadas, es frecuente que la producción neta de petróleo no acompañe el incremento de producción bruta, tanto a nivel de pozos individuales, como de *patterns* completos.

Tecnología de embrague electrónico: **Kick Back Stop.** Al detectar un bloqueo, desconecta la máquina en forma inmediata.



BOSCH

Innovación para tu vida

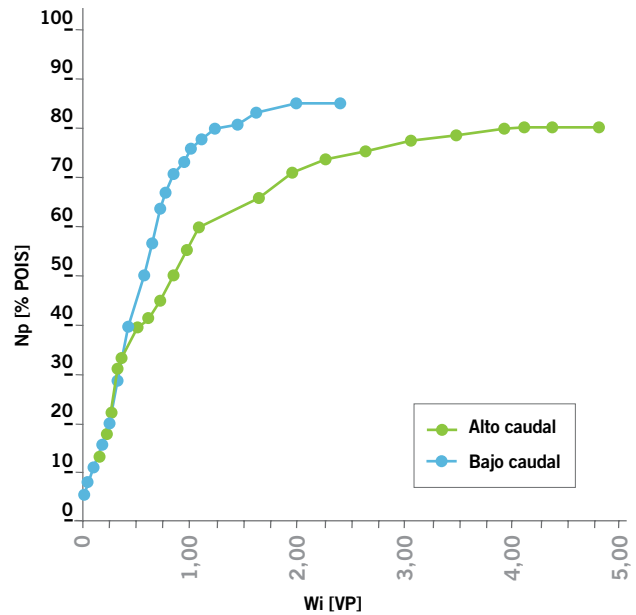
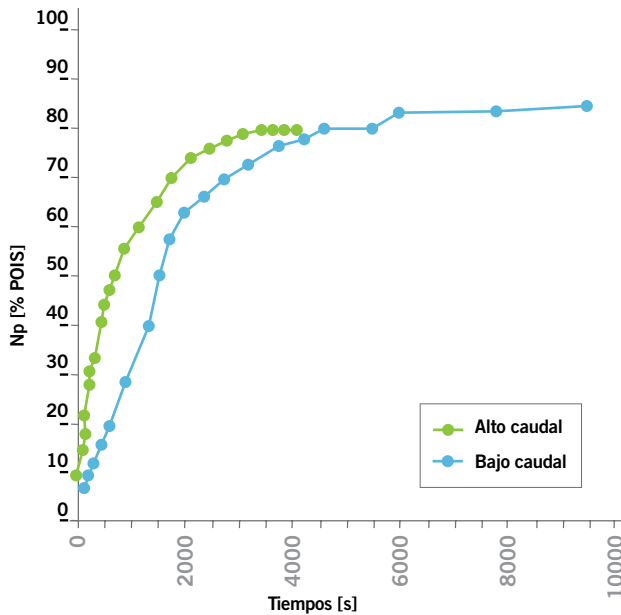


Figura 15. Producción de petróleo en función del tiempo para ambos escenarios de barrido de la celda esquematizada en la figura 13. Figura 16. Producción de petróleo en función del agua inyectada para ambos escenarios de barrido de la celda esquematizada en la figura 13.

La figura 13 muestra una celda cuadrada de unos 30 centímetros de lado construida para modelar un sistema heterogéneo con un “canal” de alta permeabilidad, que conecta el inyector con el productor.

La foto corresponde a la situación previa al barrido con agua (la celda está en condiciones de Swirr). La figura 14 es un esquema de la misma celda, donde se indican las permeabilidades aproximadas de los rellenos empleados y la dirección de flujo elegida para comparar diferentes escenarios.

Los escenarios se desarrollaron desde idénticas condiciones iniciales (Swirr) y se varió entre ellos sólo el caudal de inyección de agua. En el caso identificado como “alto caudal” se empleó una diferencia de presión tres veces superior a la empleada en el caso identificado como “bajo caudal” (3 psi y 1 psi, respectivamente). Los resultados de ambos barridos se muestran en forma comparativa en las figuras 15 y 16.

La figura 15 muestra que la recuperación de petróleo fue más rápida en el caso identificado como “alto caudal”. Pero esa misma figura indica que la recuperación final resultó menor en este caso. Sin embargo, la diferencia entre ambos escenarios resulta más clara en la figura 16, donde se indican las recuperaciones de petróleo en función del agua inyectada.

En este caso, se aprecia que el barrido a “bajo caudal” fue mucho más efectivo, pues el *breakthrough* resultó mucho más tardío y, a partir de ese punto, para un mismo volumen inyectado de agua, se recuperó más petróleo que en el caso de “alto caudal”.

La interpretación de estos resultados fue directa pues, a bajo caudal, el equilibrio de fuerzas se desplazó hacia un predominio de las fuerzas capilares, lo que favoreció el ingreso de agua a la zona menos permeable, mientras el petróleo de ésta se desplazó hacia la zona de elevada con-

ductividad y fue producido a través de esta última.

Nota: la situación es similar a lo mostrado en las figuras 2 a 6, sólo que en el caso actual los efectos capilares se produjeron entre el agua y el petróleo.

Como ya fue establecido, estos fenómenos también deben producirse, en mayor o menor medida, a escala de reservorio. Una vez aceptada la posible contribución de estos mecanismos de desplazamiento de petróleo, es razonable sospechar su presencia toda vez que la producción neta deja de acompañar al caudal bruto de producción.

A modo de ejemplo, las figuras 17 a 19 muestran una típica historia de producción en un pozo que, a lo largo de los años, ha alcanzado las condiciones que identificamos como de secundarias avanzadas.

En la figura 17 se observa la similitud entre los cambios de caudal bruto y neto al comienzo de la secundaria. En pocas palabras, en los primeros años de producción por inyección de agua, los incrementos en el caudal de producción se acompañaron de un crecimiento proporcional del petróleo producido.

Más adelante, tal como se muestra en la figura 18, pese a continuar el incremento del caudal bruto de producción, la producción neta de petróleo comenzó a declinar con la tendencia indicada en esa misma figura.

Si bien ese abrupto quiebre de tendencias es sugestivo por sí mismo, resultaron aún más llamativas las tendencias que se indican en la figura 19. Aquí, pese a que se suspendió el incremento de producción bruta, la tendencia de la curva declinatoria no cambió. Esta situación indica que, en esta etapa, la producción de petróleo no se vinculó proporcionalmente con el caudal de inyección/producción. En otras palabras, el aporte de petróleo parece originarse en mecanismos que no dependen de la cantidad de agua que se circula por el reservorio.

Esta situación está ampliamente documentada en

yacimientos naturalmente fisurados, donde el aporte de petróleo a las fisuras, por mecanismos de imbibición capilar, no depende directamente del caudal que circula por las fisuras.

Si bien el presente desarrollo no está destinado a caracterizar yacimientos fisurados, esta analogía resulta adecuada pues en secundarias avanzadas y en sistemas altamente heterogéneos, es aceptable suponer que una fracción significativa de la producción de las capas menos permeables debe obedecer a mecanismos de imbibición que permiten, al igual que en las celdas visuales documentadas en este trabajo, el transporte de petróleo a las capas más permeables, a través de las que puede ser conducido a los pozos productores.

Situaciones como las documentadas, tanto a nivel de laboratorio como en historias de producción, sugieren que el beneficio esperado por incremento del caudal de inyección tiene un límite.

De esta forma, se llega naturalmente a un concepto fundamental en las secundarias avanzadas: el caudal óptimo de inyección/producción. Si bien este concepto suele incorporarse en forma más o menos reactiva a la respuesta que otorga el propio reservorio frente a aumentos continuados del caudal de inyección, los ejemplos presentados en este artículo tienden a justificar su existencia en base a un equilibrio de fuerzas a escala de reservorio.

Desde el punto de vista de la producción diaria (y no necesariamente de la producción acumulada), en las primeras etapas de la inyección de agua, el caudal óptimo suele ser el máximo disponible o el máximo que admite la formación sin dañarse. En esta etapa, cuanto más rápido se inyecta, más rápido se produce el petróleo. Es la etapa en que las fuerzas dominantes en el reservorio son las fuerzas de empuje externo (fuerzas viscosas).

Esto es así porque, al asumir que en tiempos geológicos las fuerzas capilares y gravitatorias han alcanzado su propio equilibrio, al comenzar la inyección de agua es esta fuerza externa la que produce el movimiento neto de petróleo.



Figura 17. Al comienzo de la producción por inyección de agua, el caudal neto de petróleo es proporcional al caudal bruto de producción. El agua inyectada (W_i) corresponde a la suma de todos los inyectores asociados a este pozo productor.

Más adelante, luego de inyectar importantes volúmenes de agua, y de alterar significativamente los equilibrios preexistentes, las fuerzas espontáneas del sistema (capilares y gravitatorias) comienzan a tomar relevancia y participan activamente de los equilibrios de fuerzas que dan lugar al movimiento neto de fluidos.

De este modo, se pueden dividir las fuerzas responsables del movimiento de fluidos a escala de reservorio, en dos grandes grupos.

- Fuerzas espontáneas: son las fuerzas capilares y gravitatorias. Están equilibradas al comienzo de la explotación y sólo son perceptibles (en cuanto al reordenamiento de



GLOBE Claritas
seismic processing system

GLOBE Claritas, software de procesamiento de datos sísmicos del instituto GNS Science, llega a Latinoamérica a través de GeoNodos, representante exclusivo de ventas y soporte técnico.

www.geonodos.com
www.globeclaritas.com

Tel/Fax (54 11) 4926 1578
marcelo.roizman@geonodos.com



GEO NODOS

Aplicaciones Geofísicas

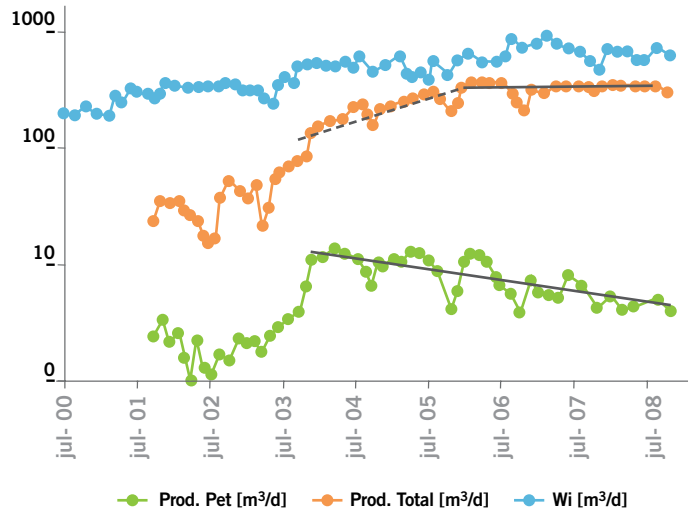
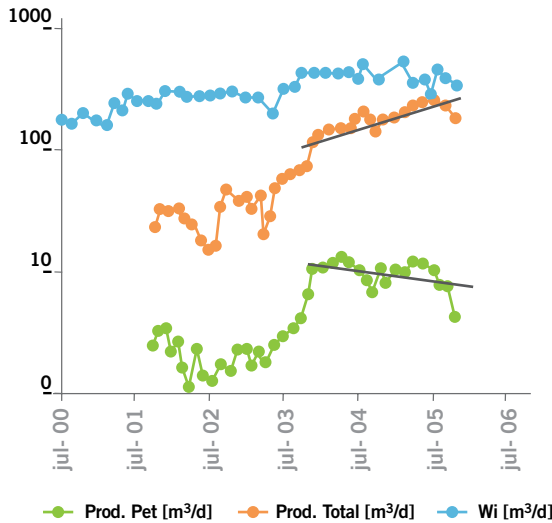


Figura 18. Las tendencias indicadas muestran el momento en que la producción neta deja de acompañar el caudal bruto. Figura 19. Pese a que se interrumpe el aumento de la producción bruta, no cambia la tendencia de la declinatoria de petróleo.

fluidos) cuando se las aparta del equilibrio logrado en tiempos geológicos.

- Fuerzas externas: son las que están asociadas a las actividades de explotación y bombeo. Históricamente se ha identificado a estas fuerzas con el calificativo de fuerzas viscosas.

Las principales diferencias entre ambos grupos son las siguientes:

- Las fuerzas espontáneas, una vez apartadas de la condición de equilibrio, siguen actuando aunque se suspenda la acción de las fuerzas externas.
- La intensidad y orientación de las fuerzas espontáneas son independientes de la intensidad y orientación de las fuerzas externas. En otras palabras, desde las instalaciones de superficie sólo pueden manipularse las fuerzas externas.
- Bajo acción de las fuerzas espontáneas, el desplazamiento de petróleo por agua procede en la proporción de un volumen de agua por cada volumen de petróleo, dado que se produce un intercambio de ubicación entre ambos fluidos. En el caso de las fuerzas externas, cada volumen de petróleo desplazado puede requerir muchos volúmenes de agua inyectada.

Con estos conceptos ya explicitados, es más fácil entender la existencia de un caudal óptimo de explotación. Cuando una parte significativa del petróleo producido es aportado por las fuerzas espontáneas (y, en especial, por las fuerzas capilares que están fuertemente ligadas a la heterogeneidad de los medios porosos naturales) aunque se incrementa la circulación de agua mediante fuerzas externas no resulta posible "acelerar" la producción espontánea.

De este modo, la circulación de agua sólo debe ser la suficiente para aportar la cantidad necesaria para el intercambio de fluidos y para el transporte del petróleo hacia los pozos productores. Caudales superiores al necesario -para estas operaciones- resultan mucho menos eficientes en cuanto a su capacidad para aportar petróleo.

Nota: Es importante señalar que, bajo las premisas indicadas, el caudal óptimo debe ir disminuyendo a medida

que las fuerzas espontáneas son responsables, cada vez más, de la producción de petróleo. Esto significa que no puede tomarse el caudal óptimo como una propiedad del reservorio, sino como un valor dinámico dependiente del estado de los equilibrios de fuerzas a escala de reservorio.

Optimización de la inyección de agua en secundarias avanzadas

Los análisis previos muestran la existencia de un cambio cualitativo en el comportamiento de los reservorios cuando éstos pasan de la etapa inicial de proyectos de inyección de agua hasta la situación que identificamos como secundarias avanzadas.

Mientras las fuerzas externas sean las dominantes en el desplazamiento de fluidos, es razonable continuar con las estrategias convencionales basadas en los conceptos de la teoría de Buckley-Leverett.

Sin embargo, en función de los análisis previos, es posible definir una estrategia diferente para las secundarias avanzadas. Como ya se estableció, la orientación e intensidad de las fuerzas espontáneas no puede controlarse con operaciones de superficie. Pero sí pueden orientarse las fuerzas externas en el mismo sentido en que operan las fuerzas espontáneas. De esta forma, la estrategia global puede definirse como una Asistencia a los Empujes Espontáneos (AEE).

En función de lo explicado anteriormente, el foco de la optimización de secundarias avanzadas se basa en dos operaciones básicas combinadas.

1. Identificar la orientación de las fuerzas espontáneas que movilizan el petróleo a escala de reservorio.
2. Orientar las fuerzas externas en el mismo sentido que las fuerzas espontáneas.

La primera operación puede realizarse mediante el estudio de transitorios en las operaciones de cierre y apertura de pozos; o en los casos de cambios de caudal, tanto en inyectoras como en productoras.

En general, los transitorios de puesta en marcha de pozos no se estudian, luego de cierres más o menos prolongados, sino que se espera hasta que el pozo regulariza su producción para, recién entonces, hacer los controles programados.

Sin embargo, es sabido por los operadores de campo que determinados pozos pasan por transitorios más o menos prolongados en que el corte de petróleo se hace mayor o menor al de la producción estabilizada. Se habla, en estos casos, de “colchones” de petróleo o de agua hasta que el pozo recupera el régimen previo al cierre.

Muchas veces estos transitorios se pueden atribuir a causas ajenas a las mencionadas en este trabajo, pero, si se aíslan las variables que intervinieren en este proceso, o para el caso de capas únicas o con aportes diferenciables, es posible hacer un esfuerzo para identificar si las fuerzas espontáneas continúan movilizándolo el petróleo hacia el pozo o alejándolo de él cuando cesa, o disminuye, la acción de las fuerzas externas.

Nota: en casos extremos se ha documentado verbalmente casos de pozos inyectoros que han inyectado agua durante años y, al ser intervenidos luego de un cierre más o menos prolongado, muestran una columna de fluidos formadas casi exclusivamente por petróleo. Esta situación sugiere que el petróleo migra hacia el pozo por acción de las fuerzas espontáneas, lo que demuestra que las fuerzas externas están trabajando en oposición a aquellas.

El tipo de optimización propuesta en este trabajo no implica la realización de operaciones diferentes a las rutinarias en yacimientos que ya están en operaciones de secundarias avanzadas. La propuesta sólo apunta a identificar la forma correcta de optimizar el esfuerzo involucrado en las operaciones regulares en que se movilizan muchos volúmenes de agua para extraer un volumen de petróleo.

Sin embargo, como es de esperar, este tipo de iniciativas requiere muy buenas mediciones de campo, tanto de caudales de producción total como de aporte de capas individuales. En estos casos, es muy aconsejable el manejo rutinario de todo tipo de trazadores que permitan identificar el origen y caudal de los fluidos producidos. Para este fin pueden emplearse trazadores externos (agua tritiada

u otro tipo de trazadores químicos) hasta trazadores naturales, como los cambios de presión o niveles de fluidos, temperatura de los fluidos producidos, marcadores geoquímicas del agua y del petróleo, por nombrar algunos.

Resumen y conclusiones

En secundarias avanzadas, los ejemplos analizados sugieren la existencia de una dependencia del corte de agua y el factor de recuperación con la geometría de inyección/producción y el caudal de inyección/producción.

Por otro lado, se mostró que los *patterns* regulares de



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.



inyección/producción, y los caudales máximos, no son necesariamente las condiciones óptimas de explotación.

Gran parte de estas anomalías derivan de una serie de suposiciones básicas relacionadas directamente a la teoría de avance frontal. Estas suposiciones son:

- La producción se obtiene por “empuje” con agua (fuerzas viscosas).
- El petróleo se traslada hacia donde se lo empuja.
- Los sistemas heterogéneos se pueden reemplazar por un sistema homogéneo equivalente.
- La eficiencia de área se optimiza mediante técnicas de grillado geométrico regular.

Por otra parte, entre las situaciones típicas que suelen identificarse como anomalías en yacimientos en condiciones de secundarias avanzadas, pueden mencionarse las siguientes:

- El corte de agua varía notablemente con el caudal bruto.
- La “meseta” o estabilización en el corte de agua no es compatible con los conceptos de empuje viscoso.
- En los cierres prolongados de pozo se observa un reordenamiento de las saturaciones.
- Los ensayos con trazadores sugieren que la eficiencia de área no está optimizada.

Conforme a los desarrollos presentados en este trabajo, las causas de estas anomalías pueden atribuirse a los siguientes factores;

- El desplazamiento es un resultado de un equilibrio dinámico entre fuerzas viscosas, capilares y gravitatorias.
- Los sistemas heterogéneos no se pueden modelar adecuadamente con sistemas homogéneos equivalentes.
- La inyección/producción en esquemas geométricos regulares sólo accidentalmente puede ser la óptima en sistemas altamente heterogéneos.

De esta forma, las secundarias avanzadas pueden optimizarse mediante el siguiente planteo conceptual:

- Las fuerzas capilares y gravitatorias son espontáneas. Su intensidad y orientación no dependen de las operaciones de superficie.
- La magnitud y orientación de las fuerzas viscosas se controlan mediante operaciones de superficie.
- La eficiencia de barrido se puede optimizar al orientar las fuerzas viscosas en el mismo sentido que las fuerzas espontáneas.

Por otra parte, es posible definir las características fundamentales del tipo de modelado adecuado para tratar con este tipo de escenarios.

El modelo debe basarse en una muy buena descripción geológica de la estructura para describir las heterogeneidades que afectan la dinámica del desplazamiento. Además, el modelo que se usará deberá respetar y cuantificar las características físicas para medir el efecto de las heterogeneidades sobre los mecanismos de desplazamiento.

Adicionalmente, el modelado también debe ser conceptual, en el sentido que permita desarrollar las herramientas de evaluación (qué medir y cómo interpretarlo).

En pocas palabras, en esta etapa de la inyección de agua debe evitarse el modelado basado en operaciones matemáticas que no estén respaldadas por el modelo geológico/físico/conceptual.

Las mediciones previas a la toma de decisiones, basadas en los conceptos de la AEE, son las siguientes:

- Mediciones de campo: cierre de pozo o cambios de caudal y cuantificación del reacomodamiento espontáneo de petróleo; eficiencia de trazadores (temperatura, tritio, presión, composición, degradación, BTEX en agua y petróleo) y relación caudal / corte de agua en esquemas controlados.
- Mediciones de laboratorio: esquemas alternativos de producción en celdas diseñadas con criterio geológico; efectos de cambios de patterns y variación de caudales; interpretación del comportamiento de trazadores; escalamiento del equilibrio de fuerzas y desarrollos de correlaciones para identificación y escalamiento de patrones de comportamiento a escala de reservorio. ■

Bibliografía

1. Buckley, S.E., and Leverett, M.C. *Mechanism of Fluid Displacement in Sands*, Trans. AIME, 1942, 146, 107-116.
2. Welge, H.J. *A Simplified Method for Computing Oil Recovery by Gas or Water Drive*. Trans. AIME, 1952, 195, p. 91.
3. Johnson, E.F., Bossler, D.P., and Naumann, V.O. *Calculation of Relative Permeability from Displacement Experiments*. Trans. AIME, 1959, 216, p. 370-372.
4. Jones, S.C., and Roszelle, W.O. *Graphical Techniques for Determining Relative Permeability from Displacement Experiments*. J. Pet Tech, mayo 1978, p. 807-817.
5. Dake, L. *The Practice of Reservoir Engineering*. Ed. Elsevier, 1994.
6. W. Rose. *Relative Permeability Ideas – Then and Now (Richards to Leverett to Yuster, and Beyond)*. SPE 57442, 1999.
7. Bennion, D.B., Thomas, F.B. *Recent Improvements in Experimental and Analytical Techniques for the determination of Relative Permeability Data from Unsteady State Flow Experiments*. SPE 10th Technical Conference and Exposition, Trinidad. Junio 1991.
8. Crotti, M.A., and Cobeñas, R.H. *Scaling Up of Laboratory Relative Permeability Curves. An Advantageous Approach Based on Realistic Average Water Saturations*. Paper SPE 69394, LACPEC, Buenos Aires, marzo 2001.
9. Crotti, M.A. *Movimiento de Fluidos, en Reservorios de Hidrocarburos*. Ed Sigma, 2004.

Energía en Movimiento

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

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

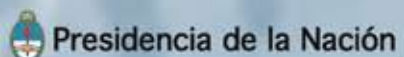
De cara al futuro, ENARSA sigue adelante, comprometida con un país que crece, produce y se desarrolla, con el fin de mejorar la calidad de vida de todos los argentinos.

ENARSA. Energía, desafíos y logros.

www.enarsa.com.ar

EN AR SA

Energía Argentina S.A.





Caracterización petrofísica a partir de la integración de registros eléctricos y datos de roca de la Fm. Mulichinco del yacimiento Rincón del Mangrullo, Neuquén, Argentina

Por **Aldo Omar Montagna, Elsa Beatriz Zardo, María Agustina Celentano**. YPF SA

Trabajo seleccionado como Segunda Mención en el Congreso de Producción del Bicentenario.

El principal objetivo del trabajo fue lograr una caracterización petrofísica sobre la base de información de roca y registros de pozo, que permitiera la determinación del modelo de facies presente y de las características petrofísicas del reservorio.

Como objetivos específicos podemos mencionar:

- Utilizar los perfiles de imágenes resistivas, adquiridas en la mitad de los pozos, para determinar el ambiente de depositación y las características litológicas- granulométricas, de las distintas facies identificadas. Correlacionar y ajustar la asociación de facies resultantes con los datos de roca disponibles (fundamentalmente, afloramientos análogos y estudios paleoambientales-litológicos de testigos coronas).
- Precisar, con toda la información de rocas y perfiles disponibles, el mejor modelo litológico-petrofísico posible, para ser evaluado con la metodología inversa de interpretación de perfiles.

- Establecer un modelo de permeabilidad a partir del concepto de Unidades Hidráulicas de Flujo (Amaefuelle *et al*: 1988).
- Determinar el modelo de fluidos presente a partir de la integración de los datos obtenidos por el ensayador de presión; el cálculo de saturación utilizando los perfiles convencionales; la información proveniente del registro de resonancia magnética nuclear, y los datos de producción que arrojan los ensayos realizados en todos los sondeos.
- Obtener un modelo predictivo basado en los datos disponibles que sirva de sustento para nuevas perforaciones y preparaciones.

Introducción

El yacimiento Rincón del Mangrullo (figura 1) está ubicado en la provincia de Neuquén. Las poblaciones más

cercanas son Añelo, a unos 50 kilómetros al este y Plaza Huincul, a unos 75 hacia el sur.

El primer pozo que se perforó en el área fue el YPF. Nq.M.x-7 (Mangrullo) en 1978 que, por razones técnicas, no fue terminado. En 1995, el pozo YPF.Nq.RDM.x-1 (Rincón del Mangrullo) descubrió gas en la Formación Barda Negra y, al año siguiente, se perforó el YPF.Nq.RDM.e-2, que mostró gas en la Formación Mulichinco.

Al momento del estudio, había nueve pozos perforados en toda el área, seis de los cuales produjeron gas de Mulichinco. El campo no cuenta con producción acumulada por falta de instalaciones de superficie, por lo que solamente se dispone de las producciones obtenidas en la etapa de terminación a partir de ensayos de pozos.

En todo el espesor de la columna estratigráfica que caracteriza el subsuelo del área existen tres reservorios que han documentado hidrocarburos. Desde la base hacia la superficie, las unidades son:

- Fm. Lajas (Gr Cuyo), con alternancia de arenas y arcillas

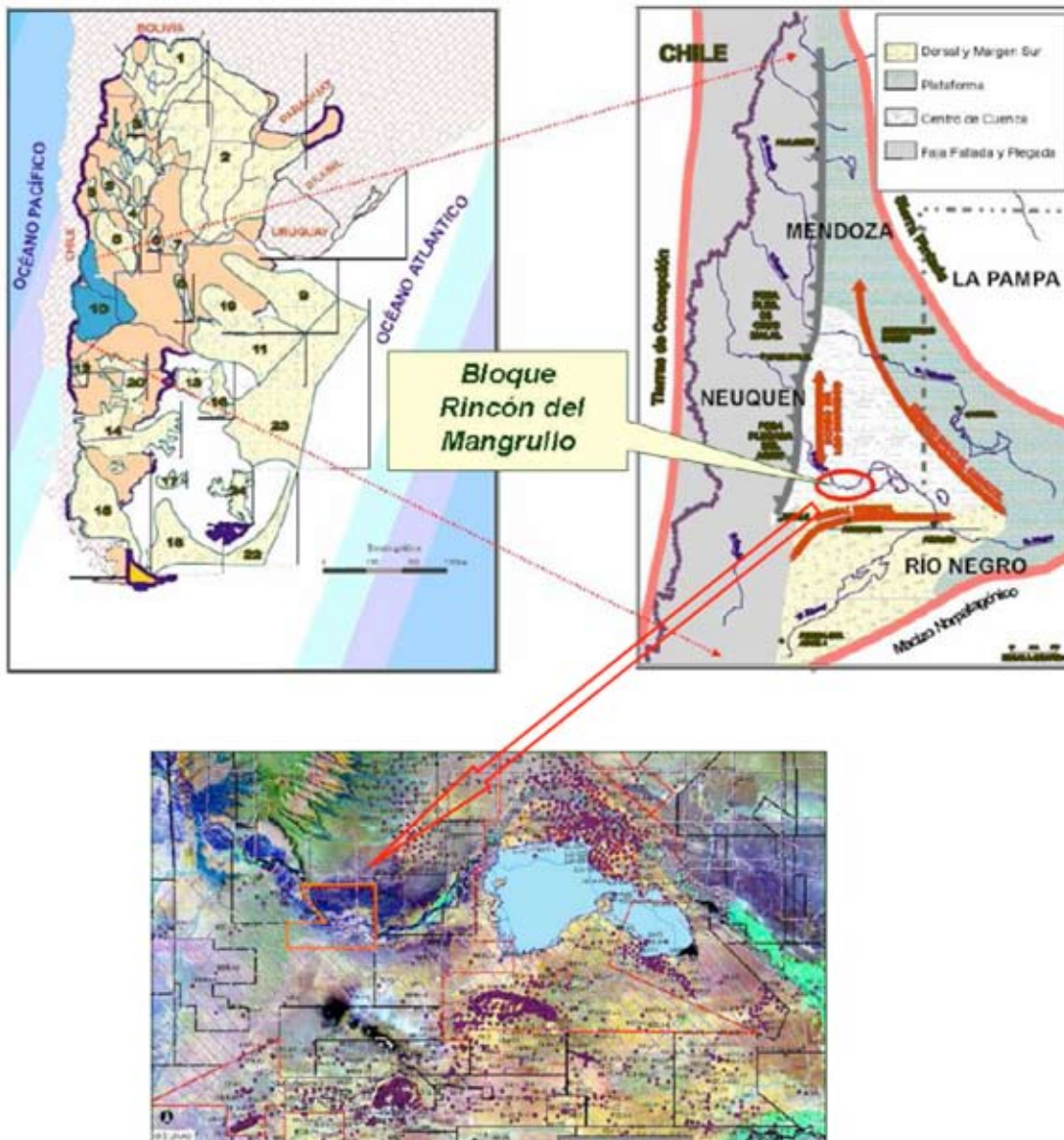


Figura 1. Mapa de ubicación

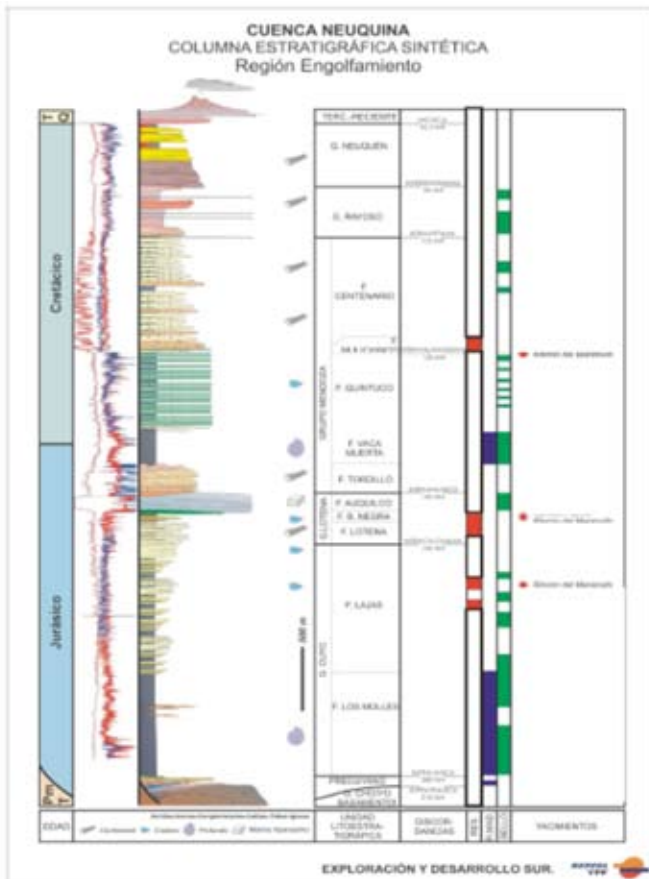


Figura 2. Columna estratigráfica presente en el área de estudio

de origen marino - continental, depositada en ambientes marino-deltaico (*tight sand gas*).

- Fm. Lotena y Barda Negra (Gr Lotena) la primera, de ambiente fluvial y la segunda, originada en ambiente plataforma somera con espesor disminuido por encontrarse cerca del límite de deposición.
- Fm. Mulichinco (Gr Mendoza), de edad Cretácico Inferior, cuyos depósitos clásticos varían de un ambiente continental (eólico, fluvial) a marino marginal (barras).

La columna estratigráfica en el área del yacimiento se encuentra desarrollada en forma completa y está explicada en la figura 2.

Como se expuso líneas arriba, el principal reservorio en Rincón del Mangrullo lo constituye la Fm. Mulichinco (productora de gas y condensado), desarrollado en un ambiente continental (eólico - fluvial) a marino somero,

en general transgresivo, en el que se distinguen tres secciones con diferentes asociaciones de facies: Mulichinco Inferior, Mulichinco Medio y Mulichinco Superior.

Consideraciones geológicas

En el marco paleogeográfico, el evento marino de Quintuco-Vaca Muerta es interrumpido en forma abrupta por una discontinuidad regional, sobre la que apoyan las secuencias clásticas de la Fm. Mulichinco. Este límite de secuencia representaría el pasaje de la etapa de *post rift* a la etapa de *foreland* de la cuenca neuquina.

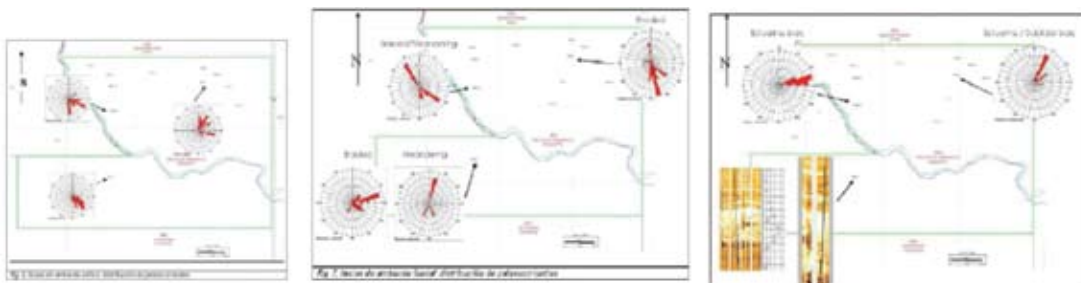
Al finalizar la Fm. Mulichinco con un incremento de influencia marina, secuencias depositacionales de margen de rampa y traslapamiento de facies se atribuyen a fluctuaciones del nivel del mar localmente, lo que culmina con la transgresión de la Fm. Agrio.

De los tres miembros que la conforman, resulta de particular interés el inferior, propio de zonas costeras o margen de plataforma, donde desarrolla facies de interduna seca y duna, con cuerpos masivos de arena. Los paleovientos provenían del oeste-noroeste (ver figura 3). Suprayacente, el miembro medio, las corrientes tenían una dirección oeste-sudoeste, en el que prevalecía lo fluvial en el oeste del bloque y las barras marinas costeras hacia el este (figuras 4 y 5). Por último, el miembro superior es netamente marino somero y es el que presenta pobres condiciones de reservorio. Se observa la progradación del sistema desde el sur sudeste.

Estructuralmente, se define como un monoclinado cuyo alto estructural se encuentra hacia el oeste, en el área vecina llamada Mangrullo (Petrobras). Esta estructura se profundiza hacia el este. Se trata de una trampa estratigráfica, en la que la presencia de hidrocarburos estaría determinada por las variaciones laterales de litología y, fundamentalmente, por características petrofísicas de las secciones de la Fm. Mulichinco. Estos cambios pueden constituir barreras de permeabilidad de los cuerpos arenosos, al actuar como elemento sello en el sistema petrolero analizado.

En el área considerada, las margas y calizas margosas de la Fm. Vaca Muerta conforman la roca madre por excelencia. Presentan una madurez térmica tardía para la generación de petróleo, aunque la base se halla en ventana de generación de gas.

Los estudios geoquímicos y el modelado bidimensional realizados en la zona de la Dorsal de Huincul (Veiga *et al.*) permiten caracterizar a esta roca madre como un keróge-



Figuras 3, 4 y 5

MEJORAR ES NUESTRO DESAFÍO DE CADA DÍA.

Buscando la excelencia a través
del continuo mejoramiento e innovación
de nuestra tecnología y procesos.

Introduciendo al país nuestro sistema
KeyView® agregamos valor a nuestro
trabajo con seguridad, calidad y eficiencia.

Certificando ISO 9001:2008 aseguramos
que nuestros procesos cumplen con
los estándares de calidad del servicio.

ISO 9001

BUREAU VERITAS
Certification



keyenergy.com

Buenos Aires

Ing. Butty 240, 5° Piso
(011) 4590 2432
C1001 Capital Federal

Neuquén

Santa Fé Sur 1400
(0299) 493 5611
N8300 Plottier
Provincia de Neuquén

Comodoro Rivadavia

Jorge Verdeau 105
(0297) 448 2199
U9003 Comodoro Rivadavia
Provincia del Chubut

no de tipo II, formado por materia orgánica de origen marino, con un cuatro por ciento de carbono orgánico total. El riesgo principal es la variabilidad de las condiciones del reservorio.

El modelo geológico se apoyó también en la interpretación de la Fm. Mulichinco en las áreas Aguada Pichana (Total) y Fortín de Piedra (Tecpetrol), situadas al norte y este respectivamente.

Con los datos actuales, el reservorio Mulichinco, en Rincón del Mangrullo, muestra un desmejoramiento en sus condiciones petrofísicas. Aunque cuenta con sólo nueve pozos en el área, éstos se encuentran distribuidos de forma tal que dan una acabada idea de la dirección de los paleovientos, de las corrientes fluviales y del retrabajo de las arenas costeras en depósitos de barras marinas hacia el este del área. Estos datos fueron utilizados para hacer un modelado geocelular 3D.

Petrofísicamente, a partir de un trabajo integrado realizado con todos los datos obtenidos de los pozos, coronas, perfiles de imágenes y registros de buzamiento, el espesor útil varía entre 10 y 25 metros, (el espesor total de la Fm. Mulichinco varía entre los 100 y 110 metros).

Se utilizó un *cut-off* de porosidad de ocho por ciento, ya que la porosidad promedio de capa es de once por ciento. Los pozos producen gas, en algunos casos con un ocho por ciento de agua y un diez por ciento de condensado. La S_w es alta: esto se debe al agua irreductible que se observa en los perfiles de resonancia magnética, por lo que se tomó un *cut-off* de S_w del setenta por ciento.

Metodología

La metodología de análisis de perfiles se resume en la

figura 6.

Muchas veces, debido a la información incompleta que se tiene en la evaluación de registros eléctricos de pozos perforados en áreas exploratorias, se utiliza el método convencional o determinístico de interpretación de perfiles, para obtener los parámetros petrofísicos que permitan alcanzar una buena caracterización de los reservorios analizados.

De esta forma, a partir de la información de registros de pozo y con el empleo de parámetros y ecuaciones pre-determinadas (densidad, resistividad y tiempo de tránsito de matriz; densidad, resistividad y tiempo de tránsito de arcilla, resistividad del agua, ecuaciones de saturación, ecuaciones de porosidad, entre otras), se obtienen como resultado un conjunto de parámetros petrofísicos (volumen de arcilla, porosidad, saturación de agua, permeabilidad, etcétera).

En general, en esta técnica, los datos son parcialmente usados: no se tiene un control de la calidad de los resultados, que están sujetos a la aplicación de un sólo modelo interpretativo. En casos como la evaluación de las áreas exploratorias de la Argentina, no todos los datos e informaciones están disponibles en todos los sondeos. Por lo tanto, muchas veces la incertidumbre de los resultados de estos casos atenta contra la confección de una adecuada caracterización petrofísica y, por ende, en una inapropiada evaluación económica.

El método inverso de interpretación de perfiles o método estadístico utiliza las ecuaciones de respuesta de las herramientas de perfilaje como función de las variables de la formación. El analista especifica las mediciones disponibles y utiliza el conocimiento local como restricción sobre las ecuaciones.

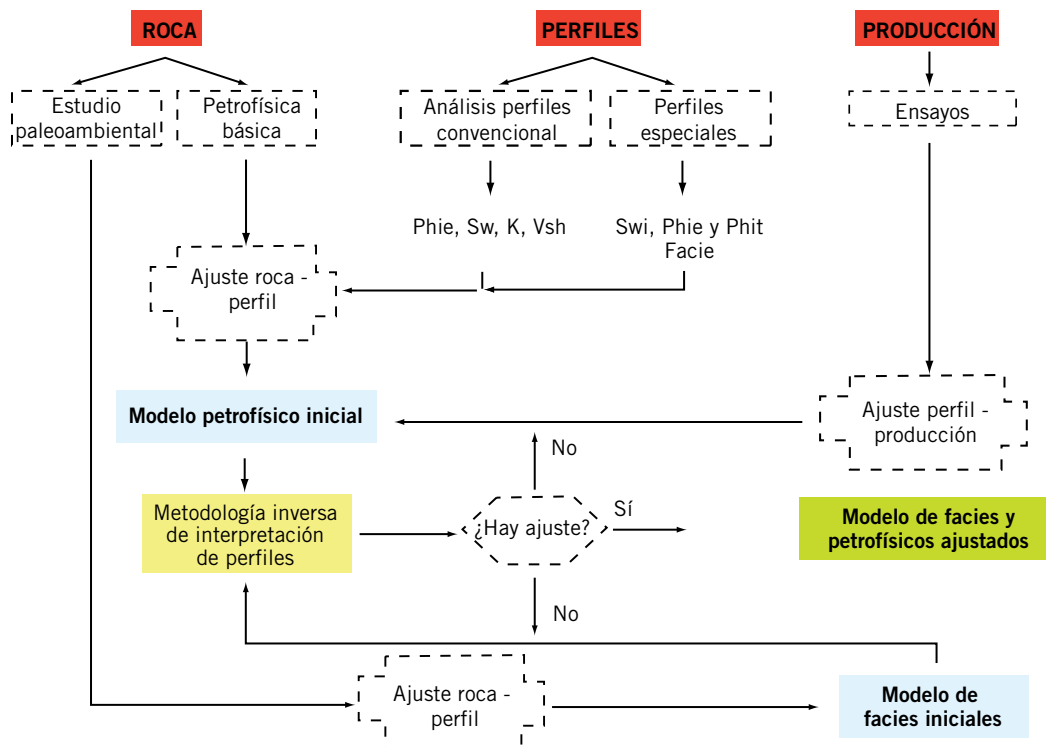


Figura 6. Flujo de trabajo propuesto para la caracterización petrofísica realizada. Este flujo de trabajo estuvo soportado, en gran medida, por el método inverso de interpretación de perfiles.

De este modo, el análisis se adapta a mediciones específicas, al conocimiento y a los requerimientos específicos. El método determina, a través de técnicas de minimización de errores, la solución que crea la menor diferencia entre la respuesta teórica -a partir de las ecuaciones de las herramientas- y las mediciones realmente hechas. En este momento, el resultado obtenido es el óptimo para la información disponible.

Se parte de modelos geológicos-petrofísicos predefinidos (que pueden armarse con todos los datos disponibles, como afloramientos, coronas, ensayos de pozos, ensayos de producción, etcétera), y se utilizan las ecuaciones de las herramientas de perfilaje de las distintas compañías: así, se obtiene la respuesta teórica de cada herramienta para dicho modelo.

Cada modelo es independiente, lo que permite hacer un *mix* entre los distintos modelos; por ejemplo, un modelo para carbonatos, otro para clásticos, etcétera, en un mismo pozo.

En definitiva, el principio de funcionamiento se fundamenta en que si es posible encontrar los volúmenes aproximados de cada elemento en el reservorio analizado, -con la ecuación de respuesta de cada registro junto con sus parámetros-, puede determinarse el valor que, teóricamente, habría medido cada registro. A estos valores se los denomina "registros teóricos"; si estos son próximos a los reales, entonces los volúmenes aproximados de cada elemento son correctos.

A partir de allí, con el concurso de técnicas de optimización estadísticas se minimizan las diferencias entre la respuesta teórica de la herramienta y el dato medido en el campo, que optimiza el modelo geológico-petrofísico asumido.

El objetivo final de la aplicación de este flujo fue la elaboración de un modelo de facies petrofísico de la Fm. Mulichinco, con consideración de los parámetros de ubicación, distribución, forma y variaciones internas de los elementos litológicos y de los fluidos en condiciones originales.

El modelo está basado en el procesamiento de la información geológica y de yacimiento. Por otra parte, para la determinación de un modelo de permeabilidad, se trabajó con el marco conceptual que Amaefuelle *et al* desarrollaron en 1988, en función de

datos de porosidad y permeabilidad de testigos coronas.

La metodología de Unidades Hidráulicas de Flujo (UH) es especialmente aplicable en la caracterización de reservorios heterogéneos no uniformes. Una Unidad Hidráulica de Flujo (Evans: 1987) se ha definido como un volumen representativo de la roca total, dentro del cual las propiedades geológicas que controlan el movimiento de fluidos son internamente consistentes y predecibles a diferencia de las propiedades de otras rocas.

La existencia de múltiples UH pone de manifiesto las heterogeneidades microscópicas que controlan la permeabilidad. Las UH están relacionadas con las distribuciones de las facies geológicas, pero no coinciden



Del Plata Ingeniería
Soluciones Integrales

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

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

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

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

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

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

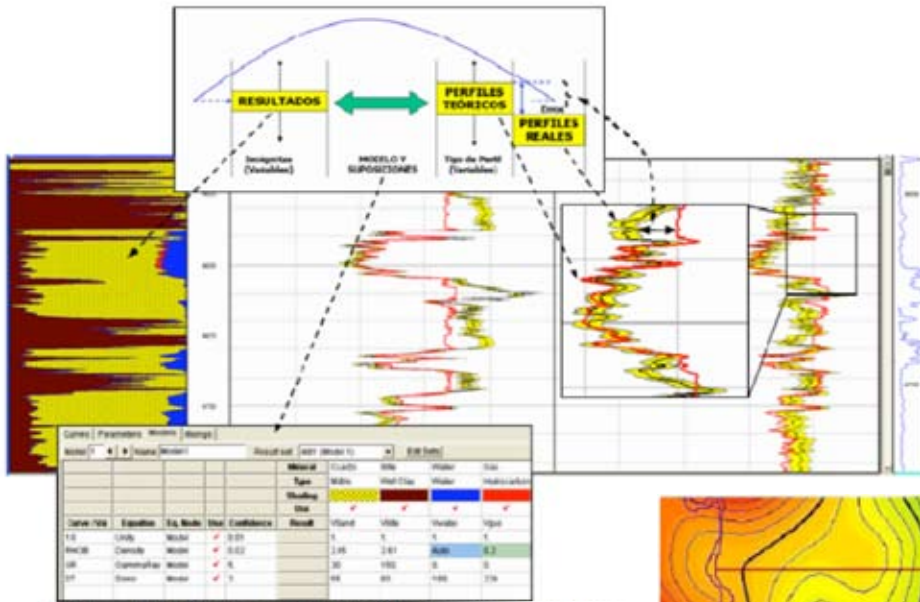


Figura 7. Principio básico de la metodología de interpretación inversa (o probabilística) de registros eléctricos de pozo.

necesariamente con sus límites. El movimiento de los fluidos está influenciado por la geometría poral, que es controlada por la mineralogía y la textura de la roca.

Las distintas combinaciones de estas propiedades pueden generar similares características de transporte de fluidos. Por ello, se pueden considerar como pertenecientes a una misma UH. En conclusión, una UH puede estar presente en más de una facie, según sean su textura deposicional y contenido mineralógico.

Desarrollo

Desde el punto de vista estratigráfico-petrofísico, la problemática general del reservorio Mulichinco en el yacimiento Rincón del Mangrullo se puede generalizar en:

- La multiplicidad de estilos depositacionales caracteriza

dos por grandes variaciones laterales y verticales.

- La incerteza sobre la distribución de los cuerpos de areniscas en el subsuelo.
- La discontinuidad de los cuerpos con buena porosidad que se encuentran acotados a niveles específicos relacionados a su ambiente de deposición y que podrían, en algunos casos, no estar comunicados entre sí.
- La distribución areal irregular de los pozos perforados.
- La carencia de historia de

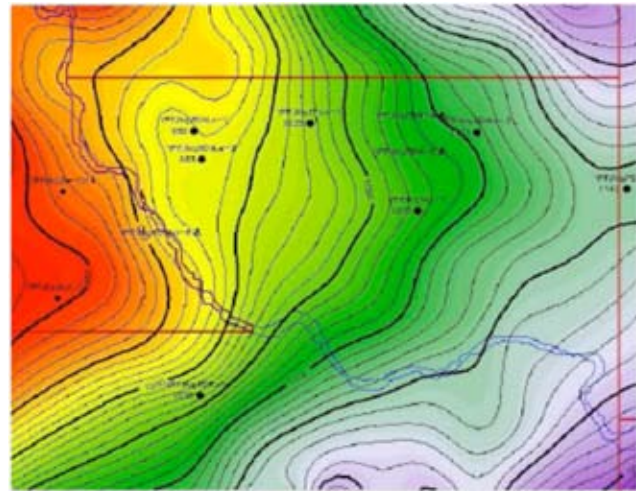


Figura 9. Mapa estructural del tope de la Fm. Mulichinco en el área de estudio.

producción y presiones, ya que sólo se cuenta con ensayos extendido en la terminación de los pozos.

Para explicar este problema, se realizó el modelado de facies y petrofísico, con el objetivo de obtener una caracterización estática del reservorio a partir del modelado

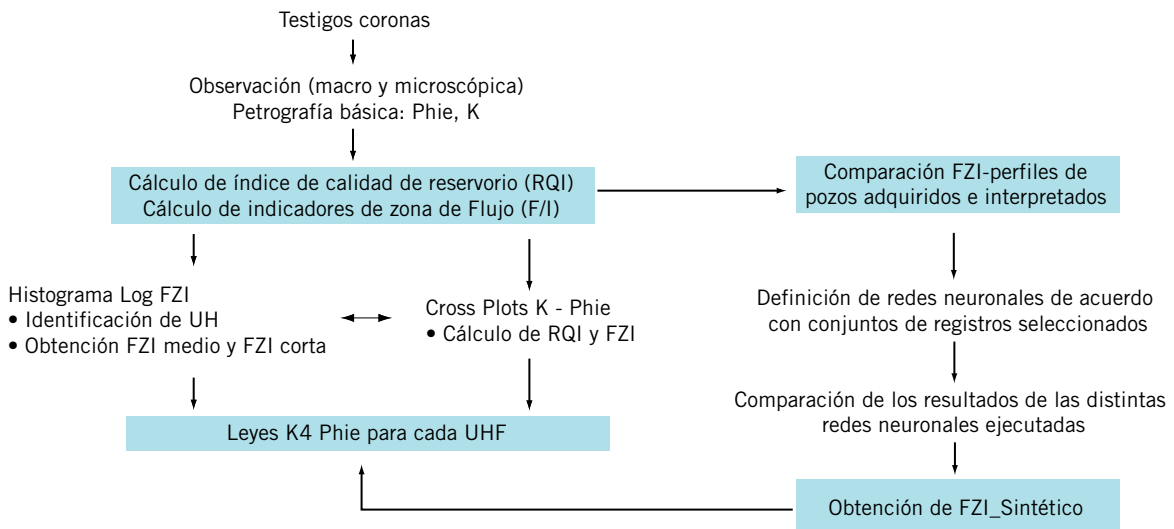


Figura 8. Flujo de trabajo propuesto para la determinación de Unidades Hidráulicas de flujo.

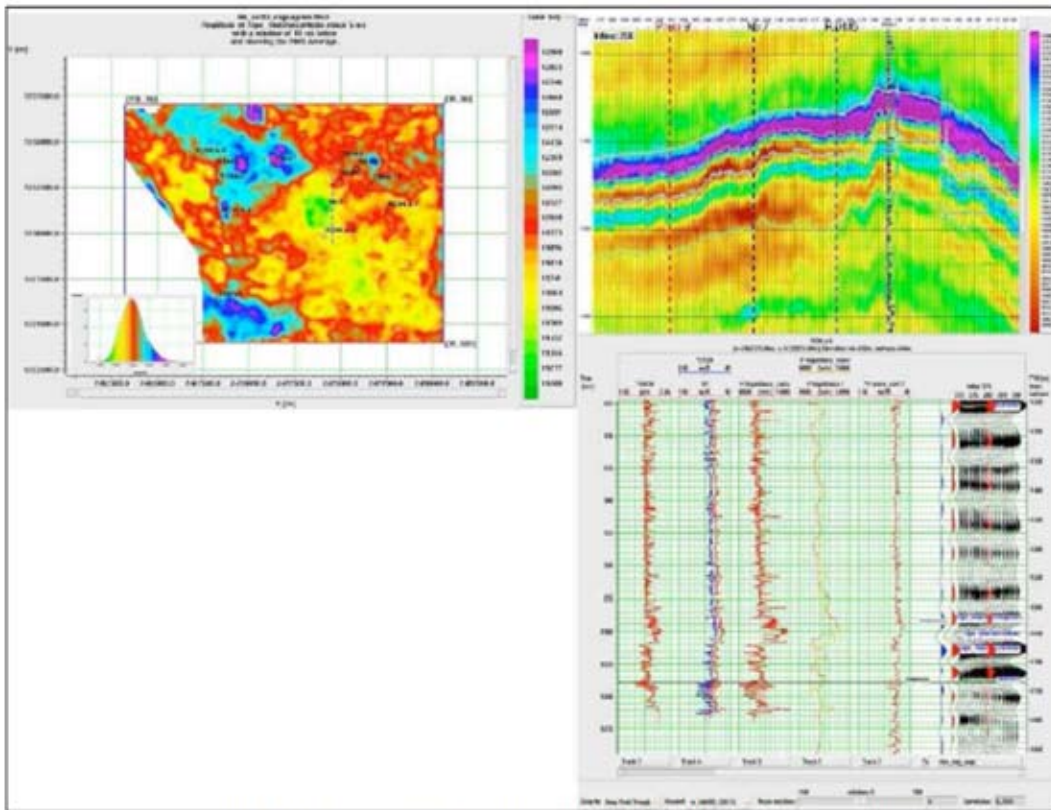


Figura 10. Mapa y sección sísmica a partir del cubo sísmico invertido.

geocelular 3D.

La primera instancia consistió en definir si la información sísmica existente podía ser utilizada en la caracterización mencionada. Como se podrá apreciar, esta fuente de información no está presente en el flujo de trabajo explicitado, puesto que los datos sísmicos sólo pudieron utilizarse en la interpretación estructural del campo, y solamente en forma cualitativa en la definición del marco estratigráfico-petrofísico.

La figura 9 muestra la imagen sísmica del tope de la Fm. Mulichinco. De esta forma, se pudo calibrar la respuesta de los distintos lineamientos estructurales y estratigráficos.

Se realizaron, conjuntamente, análisis de atributos sísmicos, entre los cuales fueron de invaluable ayuda la fuerza de reflexión y la amplitud, ya que reflejaron claramente la pérdida de espesor hacia el norte y el deterioro de las condiciones petrofísicas en ciertas zonas del área de estudio.

A través de la interpretación del cubo de impedancias acústicas resultante, se pudieron delimitar capas con características de reservorio de mejor calidad asociadas a caídas en la impedancia acústica.

También se mejoró la discriminación vertical y se caracterizó a la sección superior de la Fm. Mulichinco como de alta impedancia y escaso potencial como reservorio; en el mismo sentido, la sección media como la de menor rango de impedancias y, comparativamente en un rango intermedio, la sección inferior donde el rango se amplía hacia impedancias mayores y disminuye hacia la base cerca del pase a la Fm. Quintuco.

La figura 10 muestra un mapa con el resultado de la extracción de la impedancia acústica al tope de Fm. Mulichinco Medio; y una sección norte-sur, donde se observa variabilidad lateral y vertical del reservorio. Completa la figura el sismograma realizado en el pozo RDM.a-6 usado en la prueba ciega.

Las figuras 11a y 11b muestran secciones sísmicas en sentido oeste-este y sur-norte, en amplitud e impedancia acústica. Todo lo explicitado permite concluir que si bien la sísmica no fue usada cuantitativamente, fue de gran utilidad para ayudar a calificar y caracterizar petrofísicamente nuestro reservorio.

Esta “indefinición cuantitativa” de la información sísmica nos llevó a potenciar al máximo la información de roca y de perfiles de pozos (sean convencionales o especiales), a partir de la utilización del método de interpretación inversa de perfiles.

Para ello, la primera acción fue generar un “modelo teórico litológico-petrofísico-de fluidos” inicial, teórico, que sirviera de entrada en el flujo de trabajo de interpretación inversa. Se partió de una caracterización litológica-petrofísica basada, en primera instancia, en datos e información de roca (afloramientos, testigos corona, informes de perforación y testigos laterales).

Este modelo preliminar fue potenciado, por un lado, con el análisis de los perfiles de resonancia magnética, que entregó valores confiables de saturación de agua irreducible, permeabilidad y de la relación porosidad-tamaño de la garganta poral.

Por otra parte, a través del concurso de los datos de producción de hidrocarburos provenientes de ensayos de pozos, se constató y ajustó el modelo de fluidos presentes en el reservorio. A partir de la evaluación probabilística,

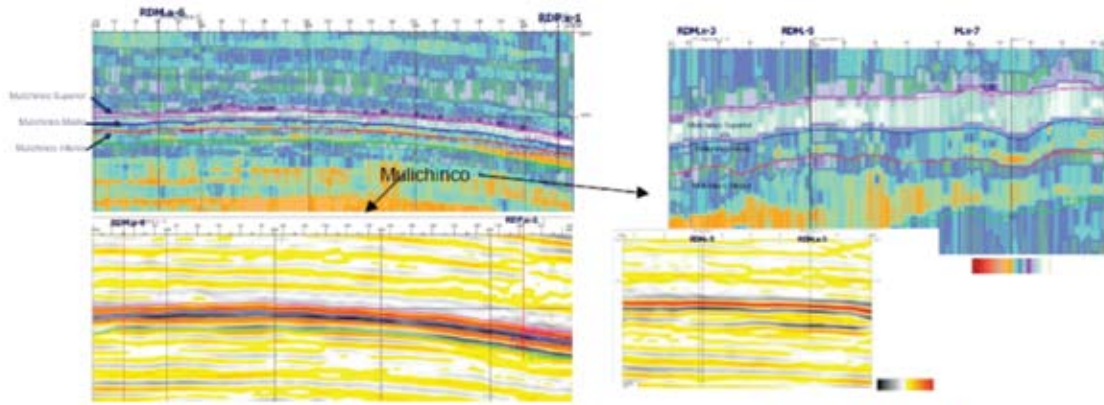


Figura 11. a. Línea O-E; b. Línea S-N

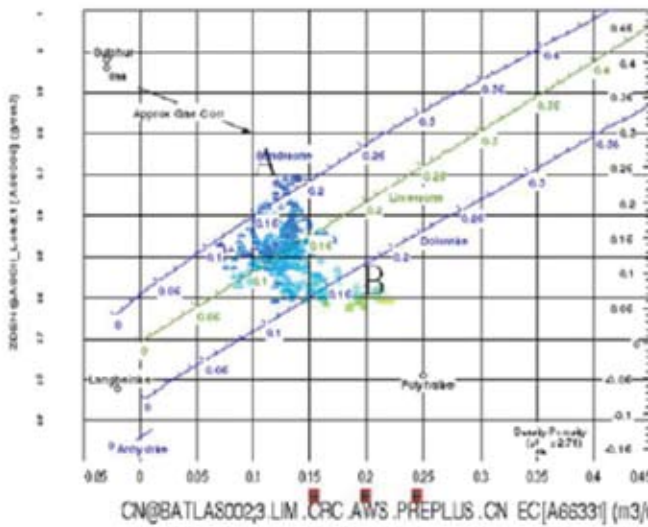


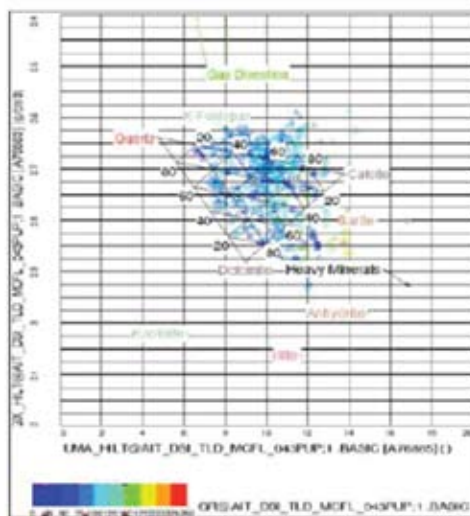
Figura 12. Composición mineralógica de acuerdo con análisis de perfiles.

este primer modelo se fue ajustando hasta obtener un modelo calibrado de nuestro subsuelo.

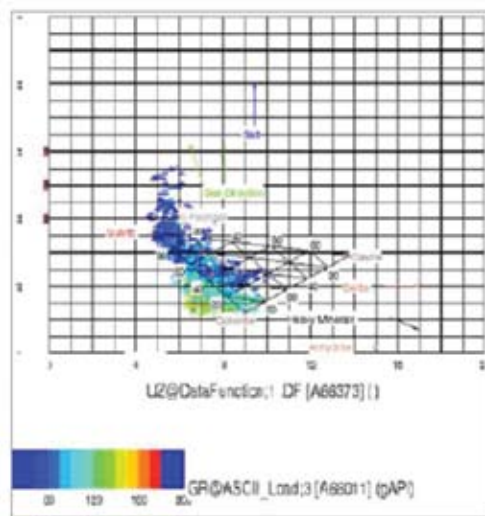
Al mismo tiempo, se construyó un modelo estratigráfico sedimentario a partir de correlaciones sobre la base de registros eléctricos, los modelos de afloramientos análogos, los informes ambientales de los testigos coronas y, fundamentalmente, la interpretación de los perfiles de imágenes eléctricas presentes en muchos de los pozos del área de estudio.

Sincrónicamente con la definición del modelo mencionado, se procedió a corregir ambientalmente el perfil de neutrón, el de densidad y resonancia magnética nuclear (especialmente en las zonas donde existía efecto de rugosidad que alteraba la medición). En algunos casos, la información de la herramienta sísmica no permitía su procesamiento y optimización debido a que la información no fue grabada en forma digital (herramientas antiguas).

La determinación de los minerales a modelar fue realizada por muestras de roca y ajustadas a través del análisis de *cross plots*. En la figura 12, el *cross plot* sugiere una roca clástica, compuesta por areniscas y arcillas. Las primeras se definen por los puntos sobre la línea arena que además poseen valores de rayos gamma bajos; las segundas se sitúan próximo a lo que se definió como punto arcilla y están representadas por valores más altos de rayos gamma.



RDM.x-6 Fm. Mulichinco inf. + medio + sup.



RDM.x-4 Fm. Mulichinco inf. + inf. + medio

Figura 13. Composición mineralógica de acuerdo con análisis de perfiles.

En algunos casos, la presencia de gas sitúa a los puntos por encima de la línea arena arcilla (zona A), lo que dificulta la cuantificación de los volúmenes de arcilla (efecto gas) con las curvas neutrón/densidad. De todas maneras, en este caso se utilizó también información de rayos gamma para su determinación. La zona B representa los puntos de arcilla en los que se observa un aumento de sus valores de rayos gamma.

Los *cross plots* de la figura 13 sugieren una roca compuesta por arena, arcilla y alguna proporción de carbonato. Este último está presente de manera significativa en la sección correspondiente al Mulichinco Superior.

Podemos apreciar que los puntos se ubican en la línea cuarzo/arcilla para el pozo RDM-4, mientras que en el RDM-6 la presencia de carbonatos desplaza los puntos hacia la zona de caliza en el Mulichinco Superior.

Se observó, en ambos pozos, un posible efecto de gas y aumento en la cantidad de minerales feldespáticos. Este mineral fue descrito en los testigos corona del pozo RDM.x-1. La fracción arena se caracterizó por valores bajos de rayos gamma y la sección arcilla tuvo valores altos característicos, propios del material.

Se dispuso de dos coronas de 9 metros (una en evaluación) y testigos laterales. El estudio de cortes delgados definió a la roca como una arenisca lítica feldespática constituida en promedio por un 40% de cuarzo; 20% de feldespato, 25% de líticos, 3 a 5% de cemento y 3 a 7% de arcilla.

Exámenes DRX indicaron que la fracción arcilla estaba compuesta por clorita e illita.

Sobre la base de los resultados del análisis de *cross plots*, se procedió a construir el modelo petrofísico con los minerales cuarzo e illita. Si bien se constató la presencia de otras arcillas en la corona (clorita), no se contaba con mucha información de perfiles rayos gamma espectral o herramientas de espectroscopia de captura.

La arcillosidad fue definida con los perfiles de densidad, neutrón y rayos gamma. La arcilla modelada fue de tipo illita porque los pozos no contaban con información de rayos gamma espectral para la definición de otras arcillas, como por ejemplo, clorita, que también fue constatada en el estudio de coronas.

Como se puede ver en la figura 14 existe una muy buena correlación entre los volúmenes de arcilla obtenidos con procesamiento y los medidos en corona.

Para potenciar el modelo definido se trabajó en todo lo concerniente a fluidos de formación. El dato de R_w se tomó a partir de la producción de agua en un pozo que posee una salinidad de 100.000 ppm de NaCl. Información adicional de campos cercanos para la Formación Mulichinco sugieren salinidades del agua de formación por encima de los 100.000 ppm de NaCl.

Con toda la información litológica-petrofísica y la inherente al método de interpretación inversa, se realizaron los cálculos volumétricos de minerales y fluidos que

Jefferson
LUPATECH

En Válvulas a Solenoide Siempre... Jefferson

Tecnología, Perfeccionamiento, Calidad.

3000 modelos para operar con cualquier tipo de fluido.
Propósitos generales. Sistemas de combustión.
Refrigeración, neumática e hidráulica, aplicaciones especiales.

JEFFERSON
SUDAMERICANA S.A.
VÁLVULAS A SOLENOIDE Y CONTROLES DE NIVEL

Adm. y Fábrica: Avda. Francisco Fernández de la Cruz 2016 - C1437GYZ - Buenos Aires - Argentina
Tel.: (5411) 4918-1181 (rotativas) (5411) 4918-3067 / 3068 - Fax: (5411) 4918-4354
www.jefferson.com.ar • js@jefferson.com.ar

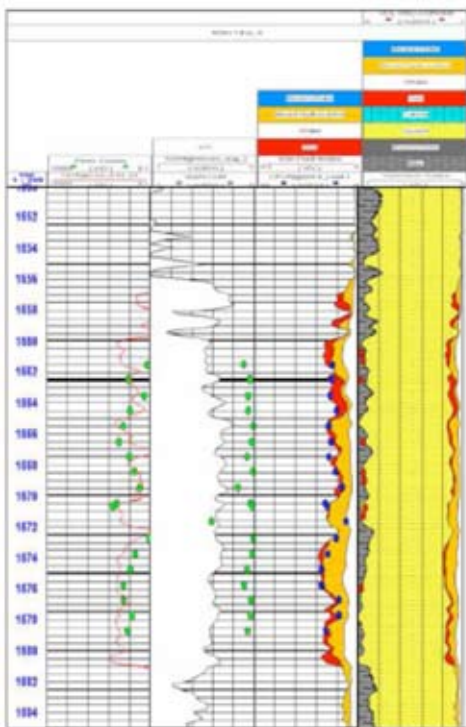


Figura 14. Ajuste Phie Log - Phie Corona

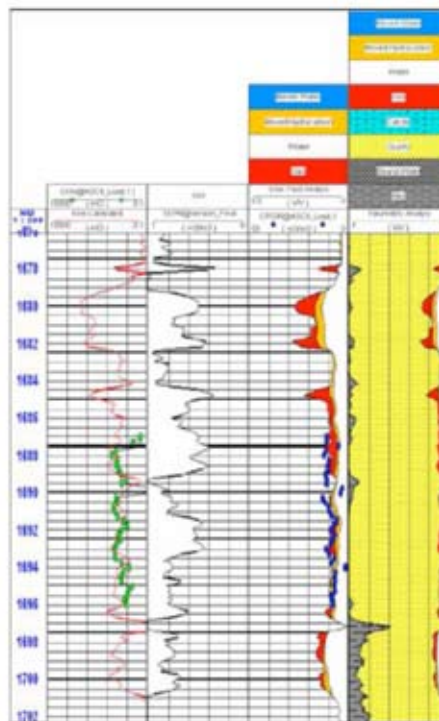


Figura 15. Ajuste Phie Log - Phie Corona

posteriormente fueron utilizados para la simulación de curvas sintéticas, que finalmente se compararon con las curvas originales con indicación de la incertidumbre y probabilidad del resultado.

Los resultados del procesamiento de perfiles fueron comparados con los resultados de coronas de porosidad y volúmenes de arcilla. También se obtuvieron resultados de permeabilidad Kint, que fueron posteriormente ploteados con la permeabilidad de corona, para su posterior calibración.

Los volúmenes de gas y petróleo fueron modelados. No obstante, el efecto gas en las curvas de neutrón y densidad generó incertidumbres con respecto a los volúmenes de arcilla y gas en la zona invadida. Este problema fue resuelto con la información de rayos gamma, aunque se debería cuantificar las arcillas (y, consecuentemente, gas y petróleo en zona invadida) por otros métodos libres del efecto gas (espectroscopia neutrónica de rayos gamma).

La porosidad total y efectiva fue calculada a partir de los datos de densidad, neutrón y sónico. Estos resultados se contrastaron con porosidad de corona y registros de resonancia magnética nuclear.

La correlación entre porosidad de perfil y de corona fue muy buena en los dos pozos con adquisición de corona. Esto se representa en las figuras 14 y 15. La comparación entre los resultados obtenidos de perfiles versus porosidad de corona mostró valores muy semejantes.

En la figura 14 presentamos el resultado de la interpretación. Se utilizó un coeficiente de 0.15 a 0.20 para la correlación entre la permeabilidad calculada (Kint) y la permeabilidad de corona.

Estudios de presiones capilares por inyección de mercurio (drenaje e inhibición) realizados en el pozo RDM.x-1 sugirieron saturaciones de agua irreducibles

muy bajas, ubicadas entre 2% y 1%, con un solo *plug* de 43%, a presiones de 2000 psi en prácticamente para todas las muestras.

Por otro lado, las microaberturas (<0.5 μm) dominaron en porcentaje frente a las mesoaberturas (1.5-0.5 μm) y macroaberturas (>1.5 μm), que podrían explicar la baja permeabilidad medida en corona. No se ha contado con permeabilidades relativas momentáneamente.

Si bien no existen datos de resonancia magnética nuclear en este pozo que permitan cotejar estos resultados, los valores obtenidos de corona sugieren saturaciones de agua irreducible más bajas que las obtenidas por NMR en otros pozos.

Por otro lado, en el pozo RDM.x-1, los resultados de las saturaciones de agua obtenidos con la interpretación de perfiles indicaron saturaciones mayores a las obtenidas por corona. Sin embargo, el pozo manifestó la presencia de gas por un ensayo a pozo abierto, es decir, presumiblemente toda el agua que posee la roca se encuentre a condición irreducible.

La presencia de clorita podría afectar de manera significativa la resistividad de la formación y, como consecuencia, en intervalos con alto contenido de clorita los volúmenes de agua calculados podrían ser sobreestimados.

Por último, se sugiere la presencia de cemento como una posible causante del bloqueo de las gargantas porales y, consecuentemente, de una significativa disminución de la permeabilidad.

Dos pozos cuentan con información de herramienta de NMR, con los que se realizó un análisis de los volúmenes de agua irreducible. Se pudo observar en el Mulichinco Inferior una porosidad de 20 pu, de los cuales alrededor de 10 pu corresponden a fluido irreducible (aquella señal que se encuentra por debajo de los 33 ms considerados

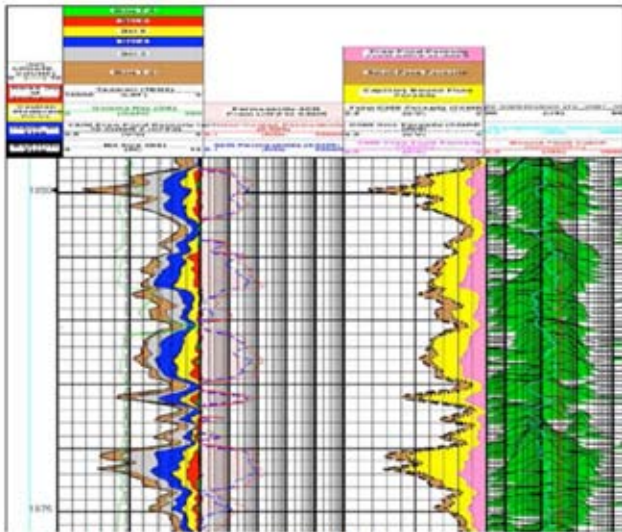


Figura 16. Saturación de agua irreducible obtenida del perfil de NMR.

como T2 cut off-arenas).

Esto sugeriría saturaciones de agua irreducible para el Mulichinco inferior, que podrían llegar hasta el 50%. En el Mulichinco Medio también se observaron altos volúmenes de agua irreducible. En general, los resultados de análisis NMR indicaron volúmenes de agua irreducible mayores que los de corona aun en ambientes sedimentarios similares. Se debería realizar un análisis de la corona tendiente a la mejor definición del T2 cut off para calibrar mejor los volúmenes de agua irreducible obtenidos con corona (pista 4 del perfil de NMR presentado en la figura 16).

Se han realizado crossplots porosidad-permeabilidad de corona pero no se han definido aún unidades de flujo.

Para el cálculo de saturación de agua (S_w) se utilizó la ecuación de Simandoux, internacionalmente utilizada en cálculos de saturación de hidrocarburos. Se mantuvieron constantes los parámetros $n=2$ y $a=1$ para todos los intervalos de Mulichinco interpretados.

El parámetro "m" se zonificó en función de gráficos de pickett plot (*) y saturaciones de agua irreducible obtenidos para algunos intervalos donde se adquirió resonancia magnética nuclear. Como resultado, se asumió un valor de $m=1,8$ para el intervalo Mulichinco Superior y $m=2$ para el Inferior que fue utilizado.

Si bien estos parámetros fueron calibrados en función de los datos disponibles, existe aún incertidumbre en los resultados de saturación entre ellos, por la presencia de clorita en el sistema poral, que podría disminuir significativamente los valores de resistividad de formación. La

determinación de la resistividad de arcillas fue obtenida por pozo a través del cross plot GR versus RT o resistividad inductiva profunda.

El análisis de presiones capilares realizado en el pozo RDM.x-1 indicó bajas a muy bajas saturaciones de agua irreducible (menores al 10%) a presiones de 2000 psi en prácticamente todas las muestras. Por otro lado, las microaberturas ($<0.5 \mu m$) dominaron en porcentaje frente a las mesoaberturas (1.5-0.5 μm) y macroaberturas ($> 1.5 \mu m$), lo que podría explicar la baja permeabilidad medida en corona.

Hay que destacar que se observaron contactos originales de fluidos determinados por perfiles ni tampoco por análisis de gradientes de presión ni muestras de fluidos.

El último punto antes de desarrollar el modelo geocelular 3D fue la determinación de tipos de rocas a partir de las unidades hidráulicas de flujo. Esta metodología fue aplicada para extender los datos de permeabilidad a los tramos de pozos no coronados, ya que no se observó una clara relación directa entre la porosidad y permeabilidad a partir del cross plot log permeabilidad versus porosidad.

A partir de la relación $RQI \text{ FZI} \log = \log \phi + \log$ definida por Amaefule, se puede inferir que en un logplot de RQI versus U_z (como muestra la figura 17), todas las muestras de similar valor de FZI se ubicarán en una línea recta de pendiente unidad.

En tanto, muestras de otro valor de FZI se encontrarán en otras líneas paralelas. Las muestras alineadas en la misma recta poseen similares atributos de gargantas porales y por lo tanto, constituyen una unidad de flujo. A partir de este gráfico se precisaron 5 unidades de flujo definidas por distintos puntos en los pozos muestreados.

Luego de definir estas unidades, se compararon con las descripciones petrográficas de los pozos muestreados. Al analizar estas descripciones, se encontraron características comunes para distintas muestras de la misma unidad, que a continuación se detallan.

Unidad hidráulica de flujo N° 1

Arenisca mediana.

Selección moderada a buena.

Empaquetamiento intermedio a abierto.

Porosidad: 11,36 o 13 (corte).

Permeabilidad: 10,53 mD.

Porcentaje de microporos: 17,5.

Porcentaje de mesoporos: 65.

Porcentaje de macroporos: 17,5.

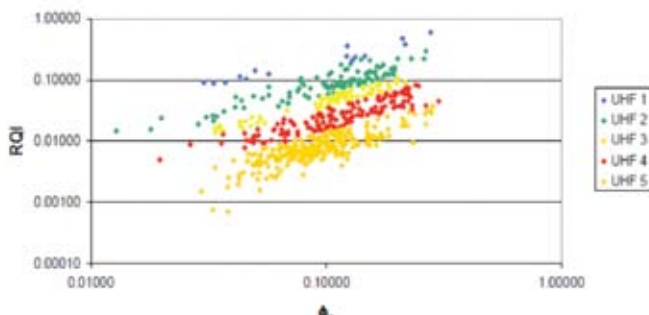
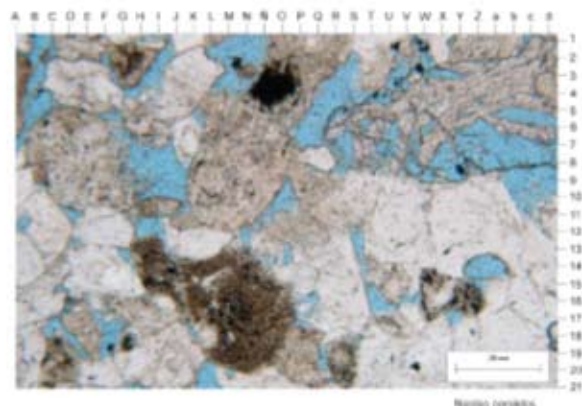
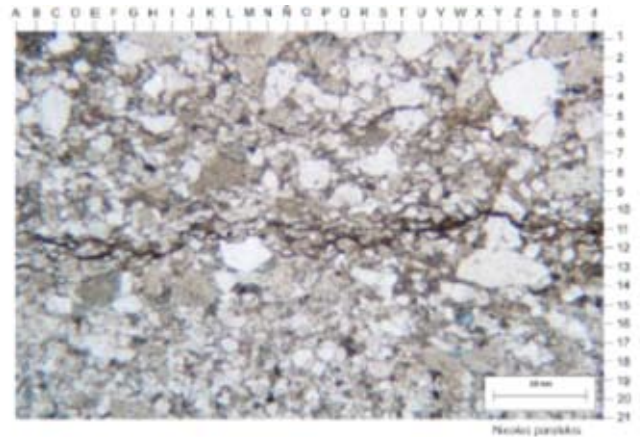
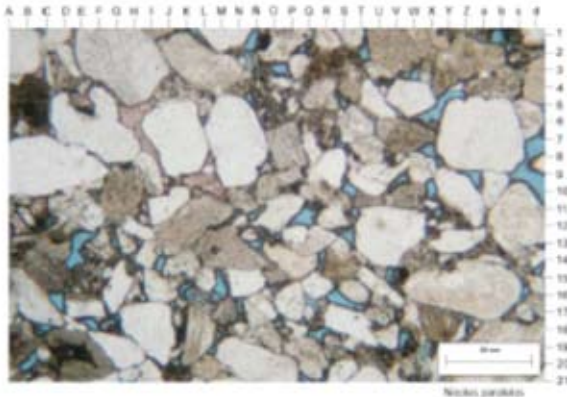


Figura 17. Gráfico log-log de RQI vs. ϕ_2 donde se distingue la separación de las distintas unidades de flujo.



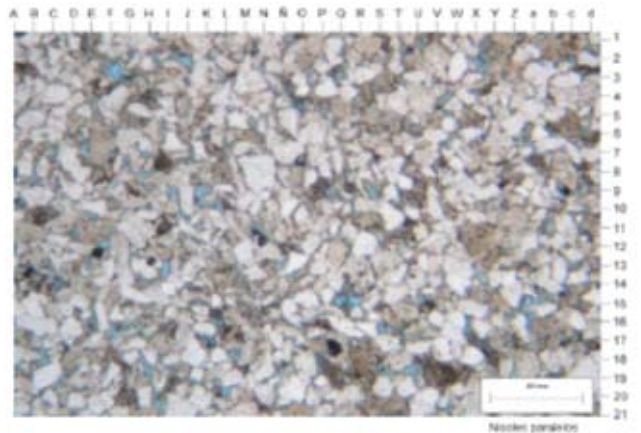
Unidad hidráulica de flujo N° 2

Arenisca mediana y fina subordinada.
 Selección buena a moderada.
 Empaquetamiento abierto a intermedio.
 Porosidad: 10,11 o 12 (corte).
 Permeabilidad: 1,093 mD.
 Porcentaje de microporos: 26.
 Porcentaje de mesoporos: 67.
 Porcentaje de macroporos: 7.



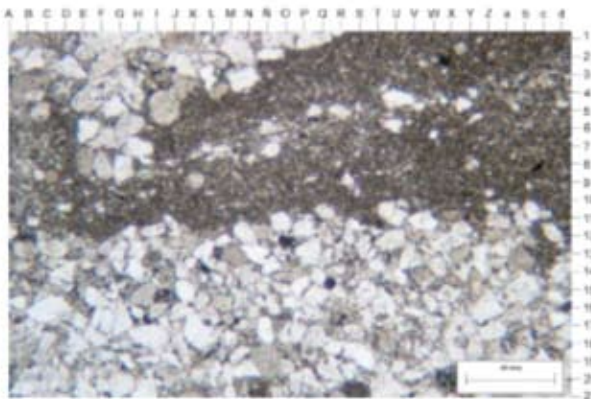
Unidad hidráulica N° 5

Arenisca fina y muy fina.
 Selección moderada a pobre.
 Empaquetamiento intermedio a cerrado.
 Porosidad: 10,79 o 7,8 (corte).
 Permeabilidad: 0,024 mD.
 Porcentaje de microporos: 70.
 Porcentaje de mesoporos: 28.
 Porcentaje de macroporos: 2.



Unidad hidráulica N° 3

Arenisca fina.
 Selección moderada.
 Empaquetamiento intermedio.
 Porosidad: 4,13 o 4 (corte).
 Permeabilidad: 0,02 mD.
 Porcentaje de microporos: 60.
 Porcentaje de mesoporos: 40.



Unidad hidráulica N° 4

Arenisca fina a mediana.
 Selección moderada a buena.
 Empaquetamiento intermedio.
 Porosidad: 7,52 o 6 (corte).
 Permeabilidad: 0,024 mD.
 Porcentaje de microporos: 63.
 Porcentaje de mesoporos: 35.
 Porcentaje de macroporos: 2.

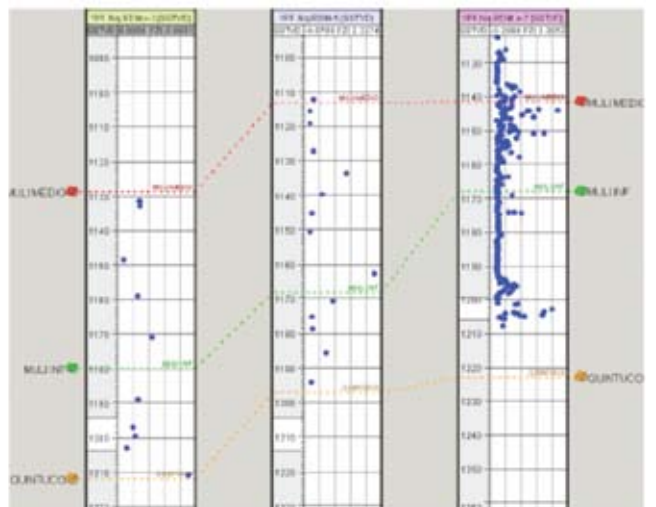


Figura 18. Valores de FZI calculados a partir de estudios petrofísicos para los pozos YPF.Nq.RDM.x-3, YPF.Nq.RDM.a-5 y YPF.Nq.RDM.a-7.

Perfiles usados	CC
GR-NPHI-PEFZ-AHT10-SP	0.699
GR-NPHI-PEFZ-DT-SP	0.692
GR-NPHI	0.687
NPHI-AHT10	0.686
Todo sin PEFZ	0.686
Todo sin RHOB	0.683
GR-NPHI-PEFZ-RHOB-SP	0.674
GR-NPHI-PEFZ-SP	0.656
GR-PEFZ-DT-SP	0.656
GR-NPHI-PEFZ-DT-AHT10	0.653

Tabla 1. Perfiles utilizados para entrenar la red y coeficiente de correlación (CC) obtenido al compararlo con el perfil de FZI obtenido por estudios petrofísicos.

A partir de los perfiles de FZI calculados para los sectores muestreados con corona o testigos laterales (ver la figura 18), se emplearon redes neuronales para interpretar el FZI en el resto de los pozos. En este caso, las redes fueron entrenadas con los valores de FZI y distintos perfiles disponibles para todos los pozos: GR, NPHI, RHOB, SP, PEFZ, DT y AHT10.

Con distintas combinaciones de perfiles se obtienen diferentes resultados, por lo que el criterio para seleccionar la configuración de red más adecuada, el perfil de FZI del pozo YPF.Nq.RDM.x-1, no fue introducida para el entrenamiento de la red y se comparó el resultado obtenido por los distintos grupos de perfil con el perfil de FZI original del pozo excluido del conjunto de datos de entrada.

Se calculó el coeficiente de correlación entre los datos calculados por la red y los obtenidos a partir de estudios petrofísicos para el pozo YPF.Nq.RDM.x-1.

En la tabla 1 se enumeran los 10 entrenamientos de red con mayor coeficiente de correlación. En la figura 19 se comparan los perfiles de FZI petrofísicos con calculados a partir de redes.

Conclusiones

- Se obtuvo una muy buena correlación entre la amplitud sísmica, el atributo fuerza de reflexión, y el espesor poroso. Si bien no fue utilizada cuantitativamente, la integración de informaciones sísmica, geológica, de producción de hidrocarburos y de inyección de agua fue fundamental para comprender el comportamiento del

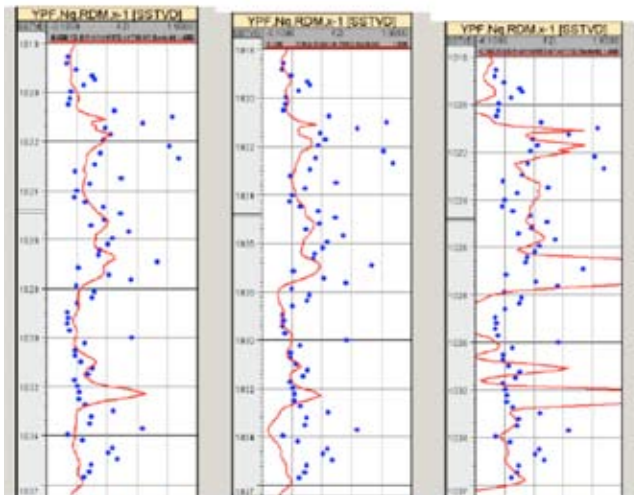


Figura 19. Comparación del FZI petrolífero (puntos azules) con el FZI calculado por las redes neuronales (línea continua roja) para el pozo YPF.Nq.RDM.x-1. A la izquierda se encuentra el FZI calculado con la red GR-NPHI-PEFZ-AHT10-SP, en el centro la red GR-NPHI-PEFZ-AHT10-DT-RHOB-SP y a la derecha, el cálculo con los perfiles GR-NPHI-PEFZ-DT-AHT10.

Port of Houston - Puerto Deseado

- Drilling Systems, Masts/Sub-Structures & Well Servicing Rigs.
 - Drill Pipe, Drill Collars, Kelly, HWDP & Mud Motors - All Tubular Products in stock, NDT/API Inspected w/ Mill Certs.
 - Electrical Power Systems, AC/DC Motors, SCR Houses & Industrial Engines (CAT - MTU DD - CUMMINS).
 - Allison (5/6000s Oilfields Series), Blocks/Hooks, Swivels, Mud Tanks & Triplex Pumps (800/1300/1600hp) in stock.
 - Annular/Double RAM BOP (Hydril - Shaffer - Cameron). Accumulators & Choke Manifold Systems (API Certified).
-
- Warehousing, Freight-forward and Export/Import Svs. (Facilities include a 14-acre Rig-up/Repair Yard in HOU).
 - Complete Intermodal Logistics (INLAND-RAIL-OCEANFREIGHT) EXW / CIF / FOB - PORT/PORT SVS.
 - Pre-Delivery Technical Inspections, QA/QC Procurement & Mechanical/Structural/Electrical Engineering Services.

Contact Sebastian Monsalve (281) 678-1260

OK LEASING LATIN AMERICA

Asset Management | Logistics & Inspection Services (Since 1990)

Tampa FL 33782 - Houston TX 77066 Ph (713) 494-1700 Fax (713) 953-1284 - (813) 901-5470

smonsalve@compuserve.com

smonsalve@msn.com

reservorio y obtener su modelo estático 3D.

- Se consiguió un modelo predictivo de alta calidad, tanto en términos de producción como de comportamiento petrofísico.
- Los resultados petrofísicos para el reservorio Mulichinco indicaron porosidades que oscilan entre los 4% y 18%. Los intervalos con buena porosidad son acotados a niveles específicos relacionados a su ambiente de deposición y que podrían, en algunos casos, no estar comunicados entre sí.
- La correlación porosidad y volumen de arcilla de corona versus petrofísica ELAN fue muy buena en los dos pozos analizados.
- En general, se observó una mejora de las características petrofísicas hacia el tope del Mulichinco Medio y base del Mulichinco Inferior.
- Si bien los volúmenes de arcilla interpretados fueron coincidentes con los de corona, aún existe incertidumbre en el volumen de feldespato y cemento calcáreo que eventualmente podrían jugar un papel importante en la permeabilidad. Esto se puede lograr a partir de un mayor número de datos que serán adquiridos en próximos pozos que se desarrollarán en el área.
- Los resultados de saturación de agua presentaron una cierta incertidumbre y requieren de un análisis mayor para la definición de algunos parámetros petrofísicos (m, n, a) como así también a la presencia y cuantificación de cloritas y otras arcillas que, eventualmente, podrían tener un efecto significativo en el cálculo de saturación. En este caso se recomienda la adquisición de coronas, estudios respectivos y perfiles para su posterior comparación.

Recomendaciones

- En cuanto a la adquisición de datos: contar con rayos gamma espectral y herramientas de espectroscopia neutrónica de captura, para identificar y cuantificar tipos de arcillas, en especial cloritas y cemento calcáreo, que ayudarán en la definición de la permeabilidad y saturación de agua.
- Se recomienda utilizar los datos de corona o los datos de perfiles para generar una relación de la porosidad-permeabilidad para generar un modelo estocástico de permeabilidad, y para precisar el T2 cut off de resonancia.
- Se sugiere realizar estudios geomecánicos, calibrados con datos de campo tendientes a la optimización de fracturas hidráulicas, como así también a la mejora en las condiciones del pozo que, en algunos casos, afectaron de manera significativa los perfiles de patín.
- Trabajar en un mejor ajuste de las UH determinadas con los registros eléctricos de pozos para su posterior propagación en el modelo geocelular 3D.

Contribuciones técnicas

Esta metodología (sustentada en la integración de herramientas, disciplinas y profesionales) permitió obtener un conocimiento integrado del campo y, fundamental-

mente, contar con un modelo predictivo para la ubicación de nuevas perforaciones.

Agradecimientos

Los autores quieren agradecer a YPF SA por la posibilidad brindada de compartir este tipo de experiencias.

Bibliografía

- Amaefule, J.; Kersey, D.; Marschall, D.; Powell, J.; Valencia L.; Keelan, D. *Reservoir Description: A practical synergistic engineering and geological approach based on analysis of core data*. SPE 18167. 1988.
- Sedimentary Environments: processes, facies and stratigraphy*. Department of Earth Sciences, University Oxford. Editorial H.G. Reading, 1986.
- Ebanks, W. *Flow unit concept-integrated approach for engineering projects*. Abstract, AAPG Annual Convention, 1987.
- Montagna, A.; Olmos, M. *Caracterización petrofísica aplicando el método inverso de interpretación de perfiles en un yacimiento de la cuenca neuquina, Argentina*. EXITEP. México, 2001.
- Montagna, A.; Santiago, E.; Barros, S. *Metodología de evaluación petrofísica aplicada al análisis de áreas exploratorias en la República Argentina*. Congreso Geociencias 2007. Cuba, 2007.
- Schiuma, M; Hinterwimmer, G; Vergani, G. *Rocas reservorio de las cuencas productoras de Argentina*. V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, 2002.
- Schwarz, E; Spalletti, L.;Howel, J. *Sedimentary response to a tectonically induced sea level fall in a shallow back-arc basin: the Mulichinco Formation (Lower Cretaceous), Neuquén Basin, Argentina*. International Association of Sedimentologists, Sedimentology, p. 1- 27; 2006.
- Veiga, R.; Verzi, H.; Maretto, H. *Modelado bidimensional en el ámbito central de la Cuenca neuquina*. Argentina Informe interno. Dirección Exploración y Desarrollo Sur, Neuquén. Repsol-YPF SA. Argentina; 2002.
- Walter, R.G; James, N.P. *Facies Models*, Geological Association of Canada, 1992.
- Zavala, C; Mosquera, Kim, H. J. *Depósitos eólicos de la Fm. Mulichinco (Valanginiano) en el área de Fortín de Piedra – Cuenca Neuquén* VI Congreso de exploración y desarrollo de hidrocarburos. Mar del Plata, 2005.



CONGRESO SOBRE INTEGRIDAD EN INSTALACIONES DE GAS Y PETRÓLEO

Hotel Meliá
Ciudad de Buenos Aires
13 al 15 de julio

Exposición de Trabajos Técnicos
Conferencias
Mesas Redondas

Más información:
www.iapg.org.ar

Instituto Argentino del Petróleo y del Gas
Maipú 639

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

Sponsors

Morken
Soluciones de Integridad



Gie
1995 | 15 AÑOS | 2010
INSTITUTO DE INSTALACIONES

TECNA

TGS

BÁHISA
PROTECCIÓN ANTICORROSIÓN



GeoFields
BY IMPRONTA

TCN
TRANSPORTADORA
DE GAS DEL NORTE S.A.

iapg
INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

El desafío del gas natural

La revolución del *shale gas* en América del Norte y su impacto en el mercado del GNL

Por *Roger Tissot*

En un libro publicado recientemente ⁽¹⁾ se analiza la posibilidad de la creación de un cartel del gas natural, que tendría características similares al bien conocido cartel petrolero Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP).

Las razones de esta posibilidad a mediano y largo plazo son varias. Primero, tal como se muestra en la figura 1, la concentración de las reservas de gas es bastante alta.

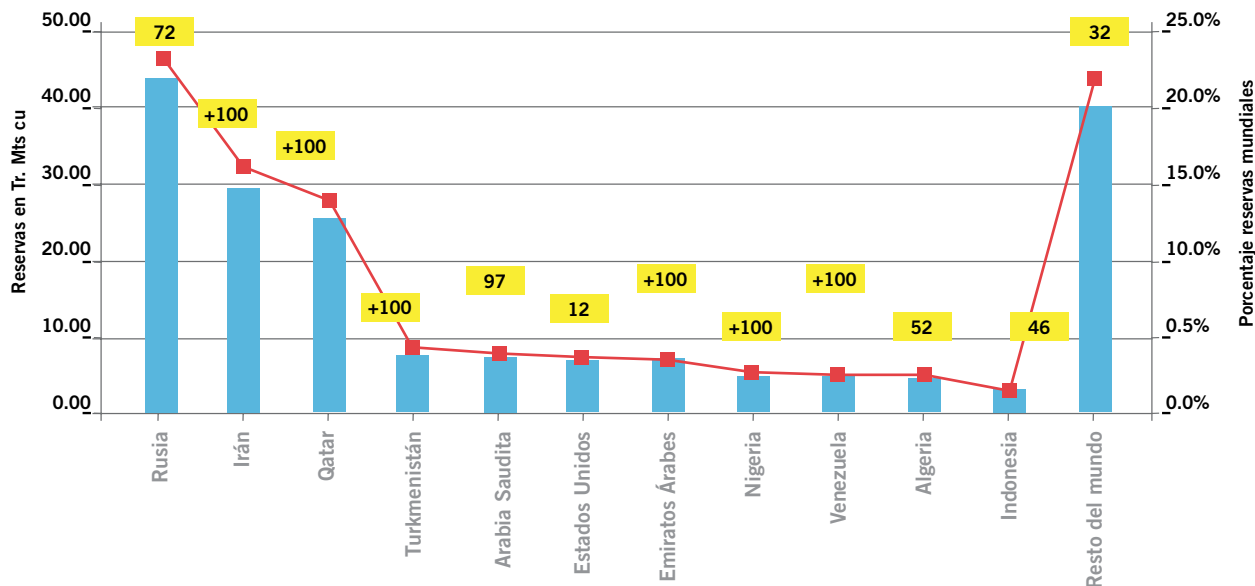
En efecto, sólo tres países, Rusia, Irán y Qatar, controlan más del 50% de las reservas mundiales de gas.

Los miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) controlan el 48% de las reservas mundiales de gas, y los miembros del Foro de Países Exportadores de Gas Natural (GECF) controlan el 66%. Por lo tanto, no sólo existe un alto grado de concentración de las reservas; además, hay ya una infraestructura tecnológica y algunos esfuerzos iniciales para que eventualmente se “cartelice” el mercado del gas natural.

Más importante que la creación de un foro es la tendencia a la globalización del mercado del gas natural. Por lo general, este elemento se distingue por estar constituido por mercados regionales con sus propias características y contratos de largo plazo, lo que actúa como un impedimento a la creación de un cartel del gas.

En América del Norte (Estados Unidos y Canadá) el gas se puede describir como un mercado altamente competitivo, que se comporta como

Figura 1. Reservas de gas natural



un típico *commodity*, sujeto a las leyes de la oferta y la demanda. En Europa, el mercado es menos competitivo por su alta dependencia a la importación de gas ruso y la preferencia por contratos de largo plazo. En América Latina, en tanto, el mercado también es menos competitivo y se caracteriza por la integración de nodos de oferta y demanda con contratos de largo plazo. Japón, por su lado, se caracteriza por su alta dependencia a la importación de gas líquido (GNL) con contratos de largo plazo. Con el *boom* de proyectos de licuefacción y regasificación a nivel mundial, el gas se podría transformar

en un *commodity* global, como el petróleo. El entusiasmo por el crecimiento del GNL fue evidente en 2008. En efecto, el GNL ya representaba el cerca del 10% del consumo de gas en el mundo y la empresa Shell predecía que el consumo de GNL continuaría creciendo a una tasa anual del 8% anual. La preocupación era si la oferta podría ser suficiente para abastecer la creciente demanda de GNL (2).

Si bien para los países importadores importar GNL puede resultar costoso, tiene la ventaja de ofrecer una mayor seguridad en la oferta, lo que reduce la dependencia energética y, con ello, el riesgo geopolítico.

Sin embargo, en el mediano y largo plazo, tal como lo plantean El-Gammal y Jaffe en su libro, el GNL da una falsa sensación de seguridad energética bajo la premisa de la diversificación de la oferta. Los autores sugieren que en 2025 las reservas de gas se concentrarán cada vez más en un grupo reducido de países con un alto incentivo en el control de precios y la producción: Rusia, Irán y los países del Golfo Pérsico (Qatar, Emiratos Árabes Unidos).

La figura 2 (3) presenta la cadena de interdependencia gasífera. Se puede observar el alto nivel de concentración de las reservas y un menor nivel de concentración en la producción y en el consumo.

El impacto en los precios del gas

natural de un eventual “cartel del gas” emularía lo que sucede en el mercado del petróleo, donde un grupo reducido de países con grandes reservas presiona por un nivel de precios por encima del precio teórico de competencia perfecta. El resultado es un precio que los textos de economía definen como “precio de competencia monopolística”, donde el precio de equilibrio es superior al precio de competencia perfecta. El precio sería mayor entre más poder de mercado tengan los miembros del cartel. Pero, como sucede con el petróleo, el precio alto hace viable la entrada de reservas de gas no convencionales, en particular, las del *shale gas*.

La cartelización del gas también tendría un efecto geopolítico diferente a la experiencia de la OPEP. En efecto, el cartel petrolero es uno de los pocos ejemplos donde países “del sur” (o de la periferia) lograron tener un arma que afectara profundamente los intereses económicos de los países “del norte” (o del centro). En el caso del gas, quienes se verían más afectados serían los países en rápido proceso de industrialización, en particular China e India. En efecto, como se puede observar en la figura 3 que presenta las proyecciones del IEA (4), el crecimiento de la demanda de gas natural en las próximas dos décadas se concentrará en Asia (China, India) y el Medio Oriente.

Figura 2. Interdependencia gasífera %

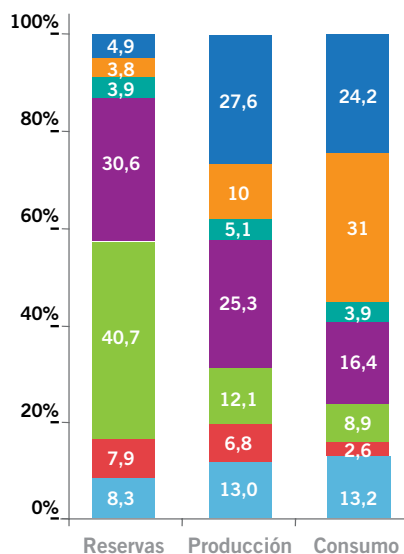


Figura 3. Demanda de gas - Bcm

Bcm	2007	2020	2030	crecimiento 2007-2030
N. América	813	841	892	0,4%
Europa	544	590	651	0,8%
OECD Asia	170	205	218	1,1%
China	73	176	242	5,3%
India	39	94	132	5,4%
Medio Oriente	294	446	602	3,2%
África	101	163	187	2,7%
América Latina	127	174	229	2,6%

¿Se termina el auge del GNL?

Las perspectivas para el gas natural cambiaron radicalmente en 2009, principalmente, por dos variables: una, cíclica; la otra, estructural. La combinación de ambas tiene profundos efectos sobre el futuro de la industria del GNL y su impacto geopolítico a mediano y largo plazo.

En este caso, la variable cíclica se refiere a la caída de la demanda en los Estados Unidos, como se puede observar en la figura 4.

La actividad económica se caracteriza por sus ciclos, que son función de un gran número de variables, incluso aquellas de orden psicológico. Sin embargo, podemos estar seguros que los ciclos económicos continuarán afectando la demanda de energía y, por lo tanto, la demanda de gas natural.

La segunda variable es de carácter estructural y se refiere a la revolución del *shale gas*.

Este elemento, también denomi-

nado “gas enquistado” es un tipo de gas que se encuentra alojado en la roca madre que generó los hidrocarburos que entrapa al reservorio. Es un gas costoso de producir ya que requiere de pozos de perforación horizontal y sofisticados métodos para su captura (fracturación) y gran cantidad de agua.

Sin embargo, el gran potencial de reservas de *shale gas* está cambiando las reglas de juego del mercado. En efecto, según el Potential Gas Committee (PGC) de la Escuela de Minas de Colorado, el potencial gasífero de los Estados Unidos es aproximadamente 52 Tmc; a esta cifra se le podría sumar 6.7 Tmc de reservas probables que podrían explotarse, según información del Departamento de Energía de los Estados Unidos (EIA).

Si comparamos estos anuncios con lo que reporta el BP Energy Statistics sobre las reservas de gas en los Estados Unidos (6.73 Tmc), es evidente que el *shale gas* cambia profundamente la perspectiva energética en América del Norte. En efecto, si consideramos que el consumo promedio anual de gas natural en los Estados Unidos es aproximadamente 600 (Bmc), los americanos tienen asegurado gas para los próximos cien años.

¿Por qué el *shale gas* puede cambiar la estructura del mercado mundial de gas natural?

Primero, porque se cambia radicalmente la perspectiva de demanda y precios. Actualmente existe un exceso de oferta de GNL, debido a la menor demanda en los Estados Unidos y a la entrada en actividad de varios proyectos (Qatar, Yemen, Indonesia y

Rusia). A esto hay que sumarle varios proyectos en desarrollo que entrarán en actividad en los próximos años.

Ante el aumento de la oferta, la presión de los compradores para asegurar contratos de largo plazo ha disminuido; ahora, éstos pueden negociar mejores condiciones de precio. Esta parece ser la estrategia de China quien, según Zhang Guabao, director de la Agencia China de Energía, su país aprovechará este momento para asegurar más contratos de importación de GNL con condiciones más favorables.

En América del Norte, la revolución del *shale gas* se percibe como una solución frente a la dependencia petrolera y la emisión de gases a efecto invernadero. Varias empresas petroleras ahora están haciendo *lobby* para que la propuesta de ley energética y cambio climático actualmente en estudio en el Congreso favorezca el uso del gas natural, no sólo en el sector eléctrico, sino también en el transporte.

Una legislación que penalice el uso del carbón en favor del gas natural cambiaría sustancialmente la perspectiva de demanda de gas en los Estados Unidos.

Según las proyecciones del Departamento de Energía de los Estados Unidos, el crecimiento promedio de la demanda de gas en los próximos 27 años será bastante modesta, con un crecimiento promedio del 0,2% anual, comparado con un crecimiento histórico del 1,1% entre 1965 y 2008. Además, se estima una reducción en la demanda en los próximos tres años (figura 5).

Si se considera que el carbón representó, en 2008, el 48% de toda la generación eléctrica en los Estados Unidos, se puede deducir que el potencial de demanda adicional es muy importante (figura 6).

En Estados Unidos existen 1445 plantas de generación eléctrica a carbón, que totalizan una capacidad instalada de 337,300 MW. Se necesitarían aproximadamente 400 Bmc de gas natural para producir la electricidad que el carbón generó en 2008. Obviamente, el cambio en la demanda no ocurriría de forma inmediata, ya que las empresas necesitarían un período de tiempo para transformar sus plantas de generación a base de carbón a plantas de gas.

Figura 4. USA Consumo mensual de gas natural. Mil millones metros cúbicos por mes

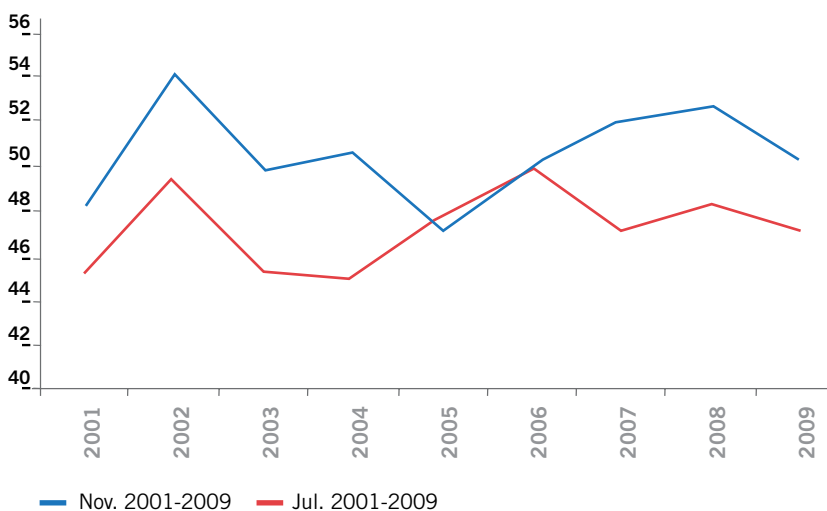
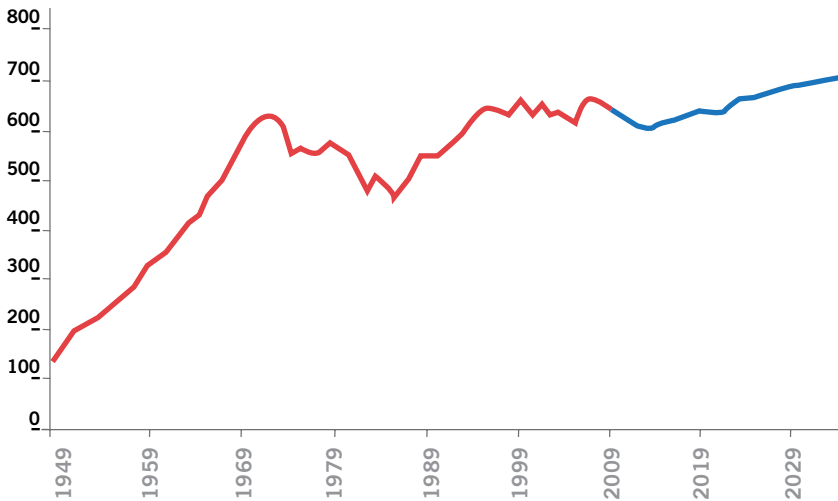


Figura 5. Consumo total gas natural Estados Unidos. Mil millones mts cu/a

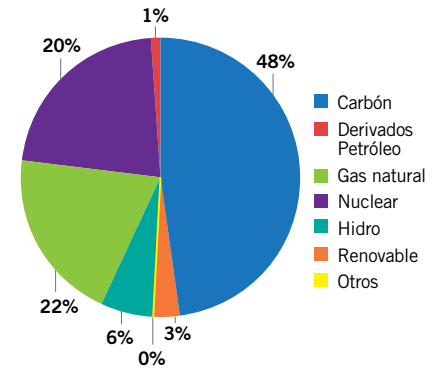


La gasificación de la matriz energética americana contribuiría a reducir la emisión de gases de efecto invernadero, ya que se trata de un gas más limpio, aunque no solucionaría el problema. En efecto, ambientalistas critican la idea de la gasificación en Estados Unidos, ya que esto resultaría en un estancamiento en políticas que estimularan la inversión en fuentes

energéticas más limpias, como son la eólica y la solar. La energía nuclear también tendría dificultad en su anticipado renacimiento, por ser una fuente mucho más costosa.

Otro argumento a favor de la gasificación de la matriz energética en los Estados Unidos es que ésta podría reducir la dependencia petrolera de ese país. Los Estados Unidos

Figura 6. Matriz eléctrica USA 2008



importan el 57% de sus necesidades petroleras. El principal uso del petróleo es, una vez refinado, para las actividades de transporte. Una nueva fuente de demanda sería la masificación del gas vehicular (GNV). Este proceso presenta grandes desafíos debido a la falta de infraestructura de distribución y la escasa costumbre por parte del consumidor. Es posible, sin embargo, reducir la dependencia petrolera mediante la creación de un mercado captivo, por ejemplo, al obligar al transporte público (taxis,



Acumulaciones en los Apalaches



Noviembre 2008

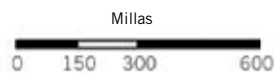
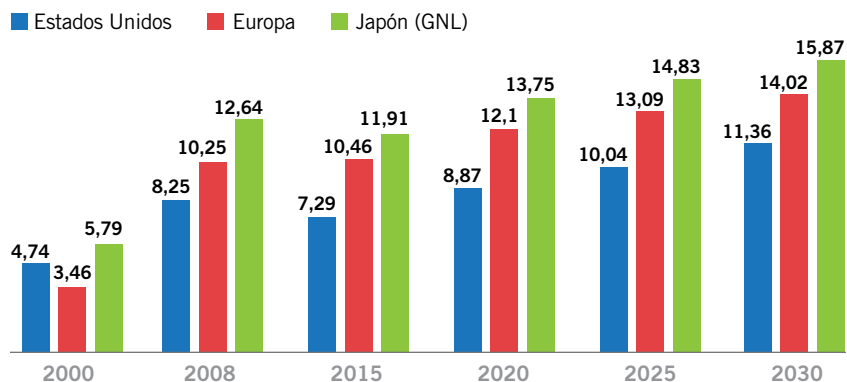


Figura 7. Shale gas en los Estados Unidos

Figura 8. Precios gas natural importado US\$/Mbtu



buses, etcétera) a usar gas natural.

Es más probable que la gasificación del sector transporte se realice de forma indirecta mediante el uso de vehículos eléctricos.

Pero la masificación del *shale gas* presenta grandes desafíos. Uno ambiental, otro social.

En primer lugar, el *shale gas* requiere grandes cantidades de agua, un bien que, cada vez, es más escaso. No sólo se teme que el *shale gas* consuma grandes cantidades de agua, sino que además su explotación resulte en la contaminación de reservorios acuíferos.

En segundo lugar, las grandes reservas de *shale gas*, como por ejemplo la cuenca Marcellus, en la costa este de los Estados Unidos (figura 7), están localizadas en áreas densamente pobladas. No se debe subestimar la oposición de las comunidades locales a una intensa actividad de perforación y producción de gas natural.

Sin embargo, el mayor desafío es su alto costo de producción. Según algunos expertos optimistas, el *shale gas* es atractivo para las empresas si el precio del gas natural es, en promedio, US\$6 MMBTU. Para sustentar su argumento se refieren a los grandes volúmenes que se pueden producir al generar importantes economías de escala, además del desarrollo tecnológico y la curva de aprendizaje, que continuarán a reducir los costos. Los pesimistas dicen que el precio no debe ser menor a US\$8 MMBTU⁽⁵⁾: habrá alto nivel de intensidad en la perforación, ya que se requirían miles de pozos, y la relativa baja tasa de recuperación por campo.

En conclusión, es evidente que el *shale gas* tiene la posibilidad de

cambiar las reglas de juego, al reducir el potencial de demanda en los Estados Unidos, satisfecho mediante la importación de GNL y gasoductos que conectarían Alaska y el norte del Canadá (Delta Mackenzie) con el mercado americano. El excedente de GNL irá al mercado asiático. Sin embargo, el exceso de oferta de GNL tendrá un impacto a la baja en los precios y una creciente presión para flexibilizar contratos, desindexándolos del petróleo y con preferencia para negociar contratos a más corto plazo. Esto obligará a que sólo los proyectos de GNL más eficientes logren sobrevivir, tal como Qatar, que presionará a la baja el precio de gas en pozo.

Por otro lado, una gasificación de la matriz energética, como abogan algunos, podría crear problemas de dependencia energética en el largo plazo. En efecto, aún está por determinarse qué tanto de esas reservas cuantiosas de gas natural se producirán.

La Agencia Internacional de Energía (IEA) proyecta una reducción en los precios del gas en América del Norte hasta 2015 y luego un ascenso progresivo (figura 8). Con ese nivel de precios, aquellos que hayan apostado al *shale gas* tendrán que lograr niveles de eficiencia mucho más exigentes que les permita una reducción de costos.

Una política energética que promueva el uso masivo del gas natural y el riesgo de que las promesas del *shale gas* no se materialicen en las cantidades esperadas resultarían, entonces, en una mayor dependencia energética de un producto que, como se dijo al principio, está altamente concentrado en un grupo limitado de

países: Rusia, Irán y Qatar, o en un retorno al consumo del carbón, con todos los impactos ambientales que ello implica. O, también, a un nivel de costos de energía mucho más alto, debido a la mayor participación de la energía nuclear y de las fuentes limpias. ■

Referencias

- 1- El-Gamal, M. Myers Jaffe, A. *Oil, Dollars, Debt and Crisis. The global curse of Black Gold*. Cambridge University Press, 2010, p. 86.
- 2- *The Global Glut of LNG*. Petroleum Economist. February, 2010.
- 3- Giner, Pablo. *Addressing the Increasing Role of LNG in the World Gas Market*. Presentación al Instituto Argentino del Petróleo (Houston). Marzo, 2010.
- 4- *World Energy Outlook*. International Energy Agency, 2009.
- 5- Cohen, David. *A Shale Gas Boom?* Energy Bulletin. Publicado por ASPO-USA.



1^o

CONGRESO
LATINOAMERICANO y
3^o NACIONAL de
Seguridad, Salud Ocupacional
y Medio Ambiente
en la industria del Petróleo y del Gas



INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

Ciudad de Salta
24 al 27 de agosto 2010

Hotel Alejandro I

Más información
www.iapg.org.ar/congresos/2010/seguridad



Instituto Argentino del Petróleo y del Gas
Maipú 639 3er. piso (C1006ACG) Buenos Aires, Argentina
Tel.: +(54 11) 5277- IAPG (4274)
congresos@iapg.org.ar
www.iapg.org.ar

Sponsors





Petrotecnica hace 50 años



Actividades del I. A. P.

INTERESANTE LABOR CUMPLE LA COMISION DE EDUCACION DEL I. A. P.

La Comisión Directiva del Instituto Argentino del Petróleo, considerando la posibilidad de colaborar con las autoridades nacionales en la difusión de conocimientos relativos a la industria del petróleo, dentro del ámbito de la enseñanza primaria y secundaria, dispuso la creación de una comisión que se denominó de "Educación", integrada por varios de sus miembros, asesorados por los miembros de la Comisión de Relaciones Públicas del Instituto. En principio, se fijó un temario de 9 puntos que abarca todo lo que puede intentarse para difundir conocimientos sobre el petróleo en forma orgánica, progresiva y uniforme en todos los establecimientos de enseñanza.

La nueva comisión realizó su primera reunión el 20 de octubre de 1959 y desde esa fecha viene efectuando reuniones periódicas para cumplir eficazmente con la finalidad que persigue el I. A. P.

Como primer punto, se determinó desde qué nivel de la enseñanza era aconsejable introducir el tema "petróleo", para que sea debidamente comprendido y despierte interés en los alumnos. Al respecto, se convino en que lo más adecuado era partir del último grado de la enseñanza primaria, es decir, 6° grado.

Posteriormente se consideró el tipo de enseñanza a implantar y el material didáctico a emplear. Partiendo de la base de que varios países americanos y europeos tienen solucionado el problema, se resolvió reunir todos los antecedentes que fuera posible. Pudo reunirse así gran cantidad de material didáctico, de programas para diversos niveles de enseñanza y finalmente de especialización de científico sobre el tema. El American Petroleum Institute; el Instituto Francés del Petróleo; el Ente Nazionale de Idrocarburi de Italia; el Petroleum Information Bureau, de Inglaterra y material de Universidades donde se dictan cursos de la especialidad, han sido las fuentes de origen del copioso material reunido a tales efectos.

También se contó con material que editan las empresas petroleras del país, YPF, Esso y Shell, y que en forma regular distribuyen con fines didácticos.

ser dictado en los cursos de 6° grado de las escuelas primarias. Este trabajo inicial, se encuentra sometido a la aprobación de la Comisión Directiva del I.A.P., para que oportunamente lo ofrezca a las autoridades de la enseñanza, como primera colaboración del Instituto para difundir conocimientos básicos del petróleo, sus derivados y sus aplicaciones. Es de esperar que este primer paso permita unificar la enseñanza de un tema de rigurosa actualidad, y de tanta trascendencia para el progreso económico del país.

La Comisión de Educación continúa su labor preparando en la actualidad material destinado a la enseñanza secundaria no especializada en el tema.

SERVICIO DE TRADUCCIONES TECNICAS

La frecuente necesidad de utilizar en la industria petrolera libros técnicos escritos en idiomas extranjeros, así como artículos, manuales de instrucciones, etc., cuya especial terminología escapa a los conocimientos habituales de los traductores no especializados, ha motivado la creación de un servicio de traducciones de textos técnicos, que sin duda será de gran utilidad para los socios del I. A. P.

El equipo de traductores técnicos formado se irá ampliando a medida que los mayores requerimientos así lo exijan; mientras tanto, los profesionales interesados en ofrecer sus servicios pue- den ponerse en comunicación con la secretaría del I. A. P., a fin de tenerlos en cuenta en su oportunidad.

Para los socios del I. A. P., se ha establecido la siguiente tarifa: Por traducción de texto, m\$ 0,60 por palabra; planos, ilustraciones y grabados, precio a convenir. Para los no socios, esta tarifa sufre un pequeño recargo.

Cabe hacer notar que en todos los casos, las traducciones se encuentran bajo la directa supervisión de especialistas en la industria petrolera.

GLOSARIO TECNICO

En atención a los constantes requerimientos que se nos formulan con respecto al "Glosario técnico de la Industria del Petróleo", cuya segunda edición está preparando actualmente el I. A. P., informamos que nuestros lectores que se está completando la tarea de corrección de pruebas de imprenta, prevén- dose que para mediados del mes de agosto se encontrará impreso, a disposición de los interesados.

ORGANO DE DIFUSION DEL
**INSTITUTO
ARGENTINO
DEL
PETRO**

COMISION DIRECTIVA:

Av. SANTA FE 1145
T. E. 44-2738
BUENOS AIRES

Notas de Actualidad

EL DOCTOR
JUAN JOSE BRUNO
ASUMIO
LA PRESIDENCIA
DE Y. P. F.



Con motivo de la aceptación de la renuncia presentada por el Dr. Horacio Aguirre Leizaola a la presidencia del Directorio de Yacimientos Petrolíferos Fiscales, el Poder Ejecutivo, con acuerdo del Senado de la Nación, designó para el cargo al Dr. Juan José Bruno, quien venía desempeñándose como Vicepresidente 1º del mencionado organismo.

El Dr. Bruno asumió el cargo con fecha 1º de junio, realizándose con tal motivo una ceremonia en el salón de actos de Y. P. F., a la que asistieron el Ministro de Economía, Ing. Alvaro Alsogaray, el Secretario de Industria, Dr. Juni, numerosas personalidades políticas y calificados dirigentes del mundo petrolero. Ante una concurrencia que colmó el salón de actos habilitado al efecto, el Dr. Juni puso en posesión del cargo de Presidente del Directorio de Y. P. F. al Dr. J. J. Bruno, quien pronunció un conceptuoso discurso, en cuyo transcurso informó de la orientación que imprimirá a su labor al frente del organismo estatal del petróleo, Cerrando el acto, el Ing. Alsogaray improvisó una alocución en la que

puso de relieve las condiciones del nuevo Presidente de Yacimientos Petrolíferos Fiscales, anunciando al mismo tiempo nuevas directivas para la consideración de los problemas petroleros.

El Dr. Juan José Bruno nació en Concepción del Uruguay, Entre Ríos, el 29 de marzo de 1912; cursó estudios en la Facultad de Ciencias Médicas de la Universidad de Córdoba, de la que egresó en 1936. Una activa y prolongada militancia política lo llevó a ocupar destacadas posiciones partidarias. Además, desde el 2 de mayo hasta el 8 de diciembre de 1958, fué asesor del ministro de Asistencia Social y Salud Pública, y a partir de esta última fecha, integró el directorio de Y. P. F. como vicepresidente 1º.



El Doctor Juan José Bruno pronunciando su discurso al asumir el cargo.



Vista del numeroso público que asistió a la ceremonia.

PETROTECNIA — 39

SUMARIO

Homenaje a Mayo (Editorial), 15

ACTIVIDADES DEL I. A. P.

- Interesante labor cumple la Comisión de Educación del I. A. P., 16
- Servicio de traducciones técnicas, 16
- El Instituto contará con su sede propia, 17
- Comenzó el ciclo de conferencias del I. A. P., 17
- Desdoblamiento de una comisión interna, 18
- Seguro de vida colectivo, 18
- Conferencia en la Delegación en C. Rivadavia, 18
- Nuevos Socios del I. A. P., 18
- Soñado éxito alcanzó la exposición de textos científicos, 19
- Iniciativa de un profesional relacionada con instrumentos de medición y control para refinación de petróleo, 19
- Se postergó el simposio organizado para determinar el número octónico de las naftas, 19
- Bibliografía, 20

CONFERENCIAS

- Nacimiento y desarrollo mundial del perfilaje eléctrico. Por el Ing. Adolphe Ugano, 22
- Combustión de hidrocarburos líquidos. Por el Ing. J. Agust, 24

NOTAS DE ACTUALIDAD

- El Dr. Juan José Bruno asumió la presidencia de Y. P. F., 39
- Activa prosecución de las obras de la nueva destilería Y. P. F. de "Luján de Cuyo", 42
- Celebró la Semana de la Ingeniería Argentina, 44
- También se realizó la Semana de la Geografía, 44
- Informaciones varias, 46

Registro de la Propiedad Nº 646.418
Director Técnico: Victor Sulimovich

más tambores...
para
más petróleo!



Fabricamos todos los tipos de tambores desde 3 hasta 240 litros.

Recomendamos especialmente nuestros tambores hechos especialmente para productos que abren al viento.



Los productos del petróleo se envían en tambores.

acompañando al progreso
Petrotecnia • junio, 2009 | 105

Ipsam



Recordando a Gas del Estado

Por *ingeniero Ricardo A. Bazzi*

Dos décadas después de haberme retirado de esta gran empresa estatal, creada en enero de 1946 y que subsistió durante cerca de 50 años, repasaré mi vida como ingeniero y mi paso por la empresa, desde que ingresé en 1955 hasta mi retiro, en 1989.

Comencé en la Gerencia Técnica. Como profesional recibido hacía sólo un año, me enviaron al Sur como inspector de Obras (en mi caso, instalación de plantas compresoras de gas natural), donde, en medio de trincheras y obradores, empecé a conocer qué era realmente el gas.

Sobre todo, comencé a interiorizarme de una empresa donde existía un espíritu de cuerpo y conciencia de que cada uno, en su misión, colaboraba efectivamente en su funcionamiento. Ese espíritu había nacido con el creador de Gas del Estado, el ingeniero Julio V. Cannessa (a quien no llegué a conocer) y siguió con otros grandes directivos que supieron mantener en alto el prestigio de la institución.

Dos años después volví a la Capital Federal para desempeñarme en los sectores técnicos, en lo correspondiente a estudios y proyectos de plantas de procesamiento, almacenaje y distribución de gas natural y gases licuados (GLP). Continué profundizando mi amor por la empresa



El autor rememorando el "Día del Gas", en las instalaciones de la empresa en Buenos Aires (marzo de 1985).



El autor (der.) con el ingeniero H. Virgen, de la empresa Clark, en la planta compresora de Gas de Chelforó (Río Negro), febrero de 1957

pues veía el interés de todo el personal por esta compañía que aún hoy, en las reuniones de camaradería que hacemos periódicamente los ex funcionarios, seguimos considerándola como nuestro segundo hogar.

Parte de este reconocimiento se debía a que las sucesivas direcciones de la compañía se preocuparon siempre por el bienestar de todo su personal, tanto en las grandes ciudades como en el interior del país; mantuvieron buenas remuneraciones y bonificaciones, así como una amplia posibilidad de visitas al exterior; por un lado, para conocer la fabricación de cañerías y equipos de nuestros proveedores externos; por otro, para asistir a reuniones y congresos internacionales de tipo técnico, comercial y administrativo. En efecto, por la vinculación que existía con la empresa Gaz de France, esta compañía francesa invitó, durante algunos años, a ingenieros de nuestra institución a una pasantía de varios meses en Francia, para conocer y estudiar sus instalaciones gasíferas (almacenaje, transporte y distribución). A una de ellas pude concurrir desde fines de 1961 a principios de 1962, lo que me permitió aumentar mis conocimientos técnicos.

No hay que olvidar que Gas del Estado, a diferencia del sistema privado actual (dos sociedades transportadoras y seis distribuidoras en todo el país), estaba conformada por todas las actividades referentes al uso de gas natural y gases licuados, al contar con instalaciones técnicas y centros comerciales desde Salta a Tierra del Fuego, y desde Buenos Aires a Mendoza. Por esta razón, el total de su personal alcanzó, en los momentos de máxima apertura, alrededor de 11.000 agentes.

La expansión de Gas del Estado fue consecuencia del gran salto que dio la empresa con la inauguración, en 1960, del Gasoducto del Norte. Esto permitió aumentar en poco tiempo la provisión de gas natural de manera espectacular: comenzó allí el gran abastecimiento del fluido a la creciente e importante industria nacional. También para esa época, la nueva producción de gases licuados permitió expandir en gran escala el servicio en "cilindros" y crear el de "garrafas", con lo cual la institución debió instalar grandes almacenamientos de GLP, tanto en sistemas a presión como refrigerados.

Todo esto y mucho más pudo llevarse a cabo a través de casi medio siglo de vida gracias a los objetivos estraté-

gicos de largo plazo de Gas del Estado, que creció durante de gobiernos nacionales de distinto color político (civiles y militares), pero siempre con su apoyo, como lo demuestran las diversas obras, gasoductos y plantas realizadas en diferentes años. Esta evolución se basó también en la fuerte cohesión del personal en sus distintos niveles y en la convicción profunda de que había un objetivo fijo a cumplir: abastecer de gases a los distintos estamentos de la sociedad, a lo largo y ancho de todo el país.

En el aspecto social, la institución cubría todas las necesidades de dicho personal, no sólo lo referido a vacaciones y paseos sino fundamentalmente a los servicios asistenciales y médicos, que fueron de gran nivel a través de los años, con profesionales de gran jerarquía y una amplia provisión de medicamentos. Así, fue innecesario que los sindicatos de gas tuvieran necesidad de disponer de un sistema asistencial propio, como ocurría en muchas otras actividades.

Todo lo expresado anteriormente, más las convenciones técnicas, comerciales y administrativas que se efectuaban en distintos lugares del país con representantes de sectores de varias provincias, hizo que la mayoría del personal se conociera y se sintiera como parte de un todo coherente, que tenía un fin primordial: aportar a la sociedad un servicio público en expansión, eficaz y barato, como fue reconocido por los distintos tipos de usuarios a través del tiempo.

Así, hubo muchos funcionarios que se dedicaron *full time* a sus actividades y, a medida que fueron ascendiendo a sus distintas jerarquías, aportaron todo su conocimiento y experiencia para el perfeccionamiento de la empresa.

En mi caso particular, a través de los años fui promovido dentro del escalafón técnico y pude analizar nuevas posibilidades de uso del gas natural y de los gases licuados, mediante la concreción de proyectos de plantas de producción y almacenaje criogénico de dichos gases. También tuve la oportunidad de investigar la fabricación de gas natural sintético (GNS), el almacenaje subterráneo de gases cavernas y en napas salinas, el desarrollo del gas natural licuado (GNL) para futuras plantas *peak-shaving* o almacenamiento a granel; y, por último, estudiar el desarrollo del gas natural comprimido (GNC) para uso en automotores.



El autor en la "IX Convención Técnica de gas" en Salta (junio de 1965)

Gas del Estado fue la entidad que, conjuntamente con la Secretaría de Energía, impulsó y concretó la utilización en el país de este último producto. Así, en los últimos años alcancé el cargo de subgerente general de Planificación y Desarrollo; y posteriormente, el de asesor técnico del Directorio.

De la misma manera que muchos otros funcionarios, pude concurrir a congresos internacionales de ARPEL; de la Conferencia Mundial de la Energía (WEC); de la Unión Internacional del Gas (IGU); de Gas Natural Licuado (GNL) etcétera, así como efectuar visitas técnicas a diferentes países gasíferos. Todo gracias a la amplitud de criterios e ideas de los sucesivos administradores o presidentes del Directorio de la empresa que, salvo en muy contadas excepciones, se apoyaron siempre en su personal permanente, tanto en el área técnica como en la comercial y administrativa.

Gas del Estado mantuvo, en todo momento y a través de los años, contactos íntimos con distintas áreas de YPF (otra gran empresa), por su condición de productora y proveedora del gas natural y buena parte de los gases

licuados. También se mantuvieron estrechos contactos institucionales con las áreas legales, administrativas y comerciales de YPF.

Un hecho auspicioso y de gran significado fue la decisión de Gas del Estado de inaugurar, en las Islas Malvinas y durante septiembre de 1975, una exposición de artefactos de gas y la provisión de los primeros servicios de gas licuado en Puerto Argentino, hechos expuestos en detalle en la revista *Petrotecnia* de octubre de 2007, por el ingeniero Miganne.

La empresa mantuvo siempre representantes en otras instituciones nacionales, por ejemplo en las áreas técnicas y comerciales, su colaboración continua con el Instituto Argentino del Petróleo (hoy IAPG) y con el Centro Argentino de Ingenieros (CAI).

Sin tomar en consideración la conveniencia o no de disponer de empresas públicas estatales o privadas, o de instituciones integradas o descentralizadas (tema que no es motivo de este trabajo), puedo decir que durante los 34 años en los que actué en Gas del Estado, el comportamiento y actuación de la compañía fue muy meritorio y positivo, debido fundamentalmente a la cohesión de todo su personal y de las sucesivas administraciones que, con objetivos claros, pusieron todo su empeño para llevar a la empresa al nivel que oportunamente alcanzó en la consideración pública.

Por supuesto que, como toda otra institución, y en diferentes momentos de su historia, tuvo también algunos aspectos negativos, así como también actuaciones cuestionables de algunos funcionarios; no obstante, a mi juicio esto no opaca en lo más mínimo el concepto de Gas del Estado.

En síntesis, para todos los funcionarios, empleados y obreros que la quisimos, en diciembre de 1992, día de su privatización y desmembramiento en varias sociedades, será recordado como el fin de un gran proyecto que nos privó de aquel segundo hogar. De todos modos, no la hemos olvidado ni olvidaremos aunque el tiempo pase. ■

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

VYP
CONSULTORES S.A.

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

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

Teléfono
(54-11) 5352-7777

Fax
(54-11) 5256-6319

website
www.vyp.com.ar

email
info@vyp.com.ar

Uno de los encuentros internacionales de alto nivel de 2010 sobre multi-energía, después de los G8 y G20 y antes de la COP16.

G8

G20

COP16

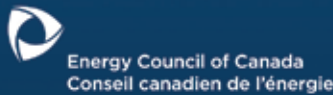
EL CONGRESO QUE NO SE PUEDE PERDER:
3.500 LÍDERES PROVENIENTES DE TODOS LOS SECTORES DE ENERGÍA
300 EXPONIENTES | **5.000** VISITANTES
MÁS DE 200 CONFERENCIAS Y EVENTOS

RESPUESTA **INMEDIATA** A LOS DESAFÍOS MUNDIALES
 Energía en evolución para un planeta vivo

21° Congreso Mundial de la Energía **CME**
 Del 12 al 16 de septiembre de 2010
MONTREAL
 2010

» Inscríbese ahora mismo en wecmontreal2010.ca

Anfitriones

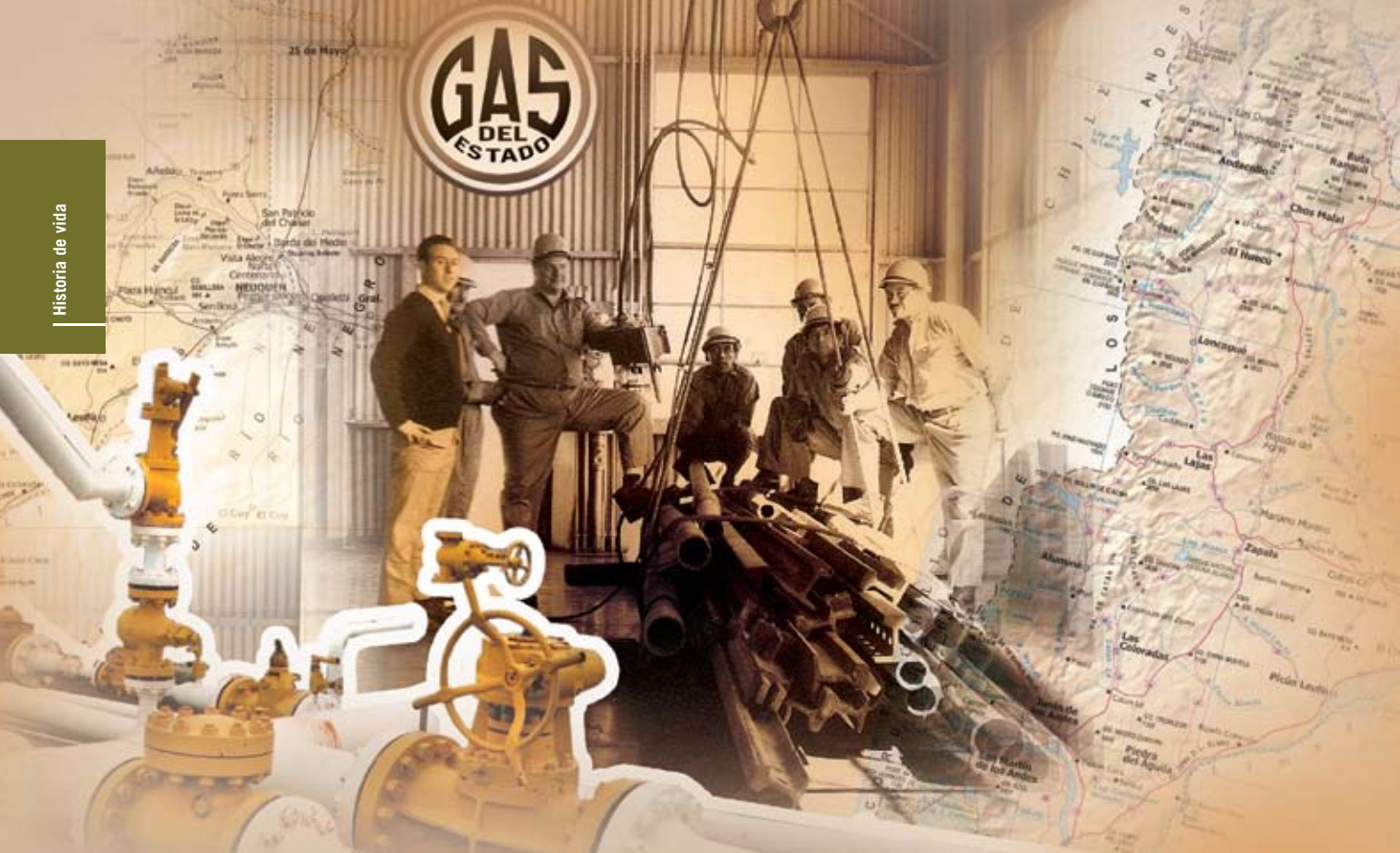


Gestión y ventas para la exposición



Nuestros socios





Juan Enrique Cagnacci

Trabajó muchos años en Gas del Estado.
Se mudó 21 veces de residencia y finalmente
se volcó a un emprendimiento técnico

Por **Mariel S. Palomeque**

Nació en 1938, en Capital Federal, pero fue el lugar en el que menos estuvo. Desde los 18 años su vida se desarrolló en el interior, sobre todo en la provincia de Salta. Su padre, contador y posteriormente doctor en Ciencias Económicas, no vio con buenos ojos la primitiva idea de su hijo de ordenarse a cura. “Mis propios padres se encargaron de sacarme esta idea de mi cabeza, sobre todo mi padre, un laico muy convencido. Hoy se lo agradezco, porque mi vida como religioso hubiera sido un completo fracaso dada la evolución de mi formación y pensamiento. Así entré al colegio industrial, porque me veían muy hábil en matemáticas. Iniciado los estudios secundarios, al finalizar el ciclo básico, me orienté hacia la especialidad eléctrica, que adopté hasta que me recibí de electrotécnico, allá por el año 57”, cuenta Juan Enrique Cagnacci.

Hubo algunos intentos universitarios, aunque no prosperaron, ya que a Cagnacci le iba muy bien en lo laboral. Al principio se dedicó a la industria eléctrica como instrumentista pero, cuando surgió la licitación pública 5100 de YPF, para construir el gasoducto y oleoducto del norte, trabajó como contratado en la empresa SARGO SA, que estuvo a cargo de la obra.

“Luego del gasoducto que viene de Comodoro a Buenos Aires de diámetro nominal 10”, el del Norte fue el gasoducto de mayor diámetro y el más ambicioso que tuvo el país. Salía del yacimiento de Campo Duran y Madrejones hasta General Pacheco, en la provincia de Buenos Aires. Su diámetro era de 24 pulgadas y después bajaba de 24 a 22, a la altura de San Nicolás”, recuerda.

En 1961, tras un breve paso por YPF, el técnico se en-

contró circunstancialmente con uno de sus profesores del colegio industrial, que por ese entonces era gerente general en Gas del Estado. De hecho, el ingeniero Grau lo presentó en la empresa estatal y Juan Enrique ingresó directamente en Aguaray, Salta. Hasta ese momento, estaba trabajando en el interior, sobre todo, en Tucumán.

Su primer destino en la compañía fue Campo Duran. Allí estuvo como representante de Gas del Estado ante YPF en la captación y control de la cabecera de gasoductos, y en la operación del gasoducto en cuanto a mantenimiento e inspección. Se desempeñó hasta 1965, cuando lo trasladaron a la Planta Lumberas, donde primero fue auxiliar técnico, luego segundo jefe y, en los años finales, como encargado de la planta.

En Salta conoció a quien hoy es su mujer. Ella era de Vespucio y su padre trabajaba en YPF. “La conocí en el yacimiento, en las reuniones y comidas que se hacían entre los que vivíamos allí. Nos casamos cuando ella tenía 19 años y yo 23. Mis hijos nacieron en Salta: la mayor en Tartagal y los otros dos en Metán, la ciudad más próxima a Lumberas”, añade.

Cuando sus hijos crecieron, Cagnacci comenzó a pensar en los estudios, así que buscó la posibilidad de ir a Buenos Aires. En 1972 se trasladó al despacho de gas en Gutiérrez, porque Gas del Estado había terminado ya la obra Pico Truncado- Buenos Aires.

En Gutiérrez ocupó el puesto de segundo jefe y luego estuvo a cargo del despacho en todo el país. En 1982 pasó a control de contratos y trabajó específicamente con el gasoducto Centro-Oeste, que salía de Loma la Lata (Neuquén) e iba a San Jerónimo, en la provincia de Santa Fe, con una continuación a Mendoza y a San Juan.

Desde 1982 a 1986 estuvo en Mendoza como representante técnico de Gas del Estado ante COGASCO SA y luego volvió a Buenos Aires como jefe de operaciones, hasta que fue trasladado, en 1990, a Neuquén, como jefe del Complejo Neuquén. “Laboralmente, la única región del país que no pisé fue el Litoral, porque en ese momento no tenía caños. En total, me mudé 21 veces”, detalla.

Aunque Cagnacci no quiere personalizar el recuerdo de algún compañero, porque teme olvidar a otros, señala que siempre estuvo rodeado de muy buena gente y confiesa tener muchísimas anécdotas, que abarcan tanto los aspectos laborales como los familiares, dado que la modalidad de trabajo, en esos años, exigía la residencia familiar en barrios de viviendas próximos a los lugares de trabajo. Así, se formaban pequeñas comunidades relacionadas con la vida laboral.

Por la espontaneidad y sencillez, recuerda a un maquinista con acento bien gaucho para expresarse, destinado a la planta compresora Llavallol. Como se desempeñaba en trabajos de turno rotativo, este maquinista logró ahorrar para comprarse un auto, pero siempre llegaba tarde. Un día fue encarado por sus compañeros y respondió que se retrasaba por culpa de los “manfloros”, esas cosas que se prenden y apagan de colores verdes, amarillos y rojos. “Eran los semáforos”, relata, riéndose, Cagnacci.

“En Gas del Estado había mucha gente que se formaba en la planta misma y que, sin conocer a fondo la profesión, desarrollaba habilidades increíbles. Dentro de su interpretación de los distintos mecanismos que con-

forman una planta compresora y/o de tratamiento, eran excelentes trabajadores.

En el trabajo cotidiano se generaba una jerga que permitía la comprensión de todos. Por ejemplo, al escuchar el funcionamiento de las máquinas, los ruidos se definían como metálicos o secos. Una vez, en Trelew, conocí a un maquinista que cubría el turno nocturno (de 22 a 6) y, en caso de anomalías en algún equipo, debía notificar al jefe de guardia, que residía en un lugar próximo a las instalaciones. En este caso, estaba de guardia el jefe de planta, a quien le informó que, en una de las máquinas en servicio, percibía un golpeteo anormal en su funcionamiento. Cuando el jefe le pidió características del golpeteo (si era metálico), el maquinista le respondió, ofendido: “¿Qué quiere? ¿Que sea madérico?”.

En ocasiones, Cagnacci debió estar cerca de algunos accidentes vinculados con las condiciones de explosividad del gas. “Una vez que las cosas pasan, los expertos aparecen. Esos eran los principios de la actividad del gas y, como dice el poeta español: caminante no hay camino, se hace camino el andar. Así, tuvimos que aprender sobre la importancia de la seguridad en el trabajo diario”, reflexiona.

Cagnacci estuvo en Neuquén hasta la privatización de Gas del Estado y se retiró en YPF. Explica: “En el año 92, Neuquén era un complejo que contenía al taller de mantenimiento pesado. De ese taller dependían cuatro plantas: Centenario, Fernández Oro, Río Neuquén y



Trabajando en Lumberas.

Abajo: Su mujer Sara y sus hijos: Esther, Cecilia y Gabriel. Derecha: Cagnacci en familia.



Medanito. En ese momento lo que había para captación en el yacimiento eran los motocompresores Pignone (de origen italiano), plantas autónomas que se distribuían directamente en el yacimiento, captaban en baja y en media presión, mandaban a distintos recolectores, se elevaba la presión a presión de transporte. Tanto en el caso de Centenario como en el de Medanito, se trataba de gases ricos; entonces, se pasaba por una planta de tratamiento para quitar los productos pesados. Obviamente, el gas se deshidratava para evitar que, por formación de hidratos, se obturara el caño y para que no condensaran en la línea provocando pérdidas de carga o disminución en el transporte. Por un convenio entre Gas del Estado e YPF, las plantas y el complejo en sí mismo pasaron a ser parte de YPF. Tuve un breve comienzo en YPF y finalicé en la misma empresa”.

Después de la privatización, el técnico tuvo dos opciones: quedarse en YPF o iniciar un emprendimiento vinculado con el taller. Se decidió por la segunda opción y dio inicio a un proyecto que aún hoy continúa vigente. “TMP es un taller importante en Neuquén. Hoy soy socio y colaboro con ellos. En cuanto a mi actividad particular, ni bien dejé YPF ingresé a Camuzzi como encargado de mantenimiento y luego pasé a ser jefe del sector, hasta que me retiré en el 2002”, resume.

De Camuzzi recuerda una tarea en particular, relacio-



Complejo Neuquén. Cambio de traza al Gasoducto D24

nada con el tendido de un caño paralelo al gasoducto cordillerano, en el cruce del lago formado por los Ríos Collón Cura y Limay, que conforman la represa de la Central Piedra del Águila.

Según Cagnacci, “esa estructura tuvo un trabajo muy especial, porque se la tendió debajo del lago que forma la represa. “Como estaba en el lago, había que compensar la flotabilidad, lo que se hizo con unas mantas que tenían unos contrapesos que mantenían la cañería reposando sobre el lecho del lago.

Cuando se inauguró el caño, anduvo muy bien unos dos años: de golpe, al observarlo desde el puente carretero (ruta nacional 237) divisamos al caño flotando y en servicio. Lo que hicimos fue sacar el tramo de caño de servicio, inertizarlo con gas nitrógeno, practicar una abertura sobre la cañería de Dn. 12 sobre uno de los márgenes: luego, efectuar un corte en la cañería sobre el margen opuesto, con la instalación de un cabezal de prueba hidráulica; después, introducir un *poly pig* y, mediante bombeo de agua extraída del mismo lago, lo dejamos reposando nuevamente sobre el lecho.

Con el caño en esas condiciones se encaró la normalización, que consistió en la colocación de nuevos contrapesos contruidos en hormigón, especialmente diseñados para asegurar el reposo de la tubería sobre el lecho. Estos contrapesos se trasportaron en una barcaza equipada con un guinche y fueron posicionados por buzos, contratados para ese fin. En líneas generales, así fue el trabajo realizado: posteriormente se efectuaron las maniobras de limpieza previas a la reprobación hidráulica del tramo e incorporación del tramo paralelo al servicio. Cuando se hizo este trabajo, el gerente técnico de Camuzzi era uno muy conocido del IAPG: el ingeniero Carlos Buccieri”.

Actualmente, el experto comparte su actividad de Neuquén con una empresa local con la que realiza trabajos de ingeniería. Tiene cinco nietos, cuatro varones y una nena, y se define como muy cauto para hacerles recomendaciones, porque considera que el mundo cambió.

“Nosotros venimos de una generación en la que había cierta continuidad en los consejos y en lo que querían los padres, para uno y para sus nietos. Para mí, el consejo es estudiar, prepararse y leer, no porque esto ayude a ser exitoso, porque estamos en pleno cambalache, sino porque estudiar te hace ver la vida desde un ángulo distinto y te da un arma para gozar de la vida viendo otra perspectiva de las cosas”, concluye. ■

INGENIERIA 2010 ARGENTINA

Congreso Mundial y Exposición
17-20 Octubre 2010 / La Rural / Buenos Aires

TEMÁTICA DEL PROGRAMA ACADÉMICO Y DE LA EXPOSICIÓN

Tecnologías de información y comunicación, energía y cambio climático, industrias agroalimentarias, grandes metrópolis y sus infraestructuras, formación del ingeniero para el desarrollo sostenible, práctica profesional, la mujer y los jóvenes en la ingeniería y la empresa.



Inscripciones al Congreso:

Tel (+54 11) 4346 - 0027 de lunes a viernes de 9 a 19 hs - inscripciones@ingenieria2010.com.ar

Organizan:



CENTRO ARGENTINO DE INGENIEROS



Unión Argentina de Asociaciones de Ingenieros



I.P.A.D.



I.E.T.



I.S.T.I.C.



ARGENTINA

Patrocinan:

Co-Organizan:



Con el apoyo de:

www.argentina.travel

En el marco de:



Sponsors



Información Área Académica:

Cerrito 1250 (C1010AAZ) Buenos Aires, Argentina
Tel (+54 11) 4810 0408 - 4812 0440 Ext: 102 - Fax (+54 11) 4810 0409
coordinacion@ingenieria2010.com.ar

Comercialización del Congreso y la Exposición:

Av. Santa Fe 1752 Piso 6º A (C1123AAN) Buenos Aires, Argentina
Tel - Fax (+54 11) 4810 0949
info@ingenieria2010.com.ar

www.ingenieria2010.com.ar

**TECNOLOGÍA, INNOVACIÓN Y PRODUCCIÓN
PARA EL DESARROLLO SOSTENIBLE**

Realización Integral:



EFCA está integrado por:



NOVEDADES DE LA INDUSTRIA

La red argentina del Pacto Global de Naciones Unidas cumple seis años

El 23 de abril de 2010 se cumplió el sexto aniversario del lanzamiento en la Argentina del Pacto Global de las Naciones Unidas, la iniciativa de ciudadanía corporativa más grande del mundo.

Hace 6 años, 247 organizaciones empresarias, académicas, ONG y otros actores de la sociedad civil en el país adhirieron al Pacto Global y comprometieron voluntariamente a alinear sus estrategias y operaciones con 10 principios universalmente aceptados en 4 áreas temáticas: derechos humanos, estándares laborales, medio ambiente y anticorrupción.

Tres agencias de la ONU lideran el Pacto en el país: la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL); la Organización Internacional del Trabajo (OIT) y el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD).

La mesa directiva integrada por organizaciones adherentes se renueva cada dos años y tiene la responsabilidad de la gestión de gobierno del Pacto en el país. En estos seis años, el interés de las empresas adherentes en el país ha concretado significativos avances.

Entre las actividades institucionales, se destacan la organización de talleres, cátedras y otros encuentros que permiten difundir los principios e iniciativas del Pacto Global. La creación del mayor Banco de Prácticas de Responsabilidad Social Empresarial *online* del país constituye uno de sus principales logros.

El Pacto Global congrega hoy a varios miles de participantes en más de 100 países. En la Argentina se constituye como una de las redes más activas, con unas 360 adhesiones, la más numerosa de América latina y la octava a nivel mundial, con crecimiento sostenido en el interior del país.

La entidad es un marco de acción para construir legitimación social de los negocios y los mercados. Las organizaciones adherentes comparten la convicción de que las prácticas empresariales basadas en principios universales contribuyen a la construcción de un mercado global más estable, equitativo e incluyente, que fomenta sociedades más prósperas. Las acciones empresariales responsables construyen confianza y capital social, al mismo tiempo que contribuyen al desarrollo y mercados sustentables.

“El Pacto Global se constituye en una excelente oportunidad para que las organizaciones manifiesten una posición de liderazgo en el ámbito de la responsabilidad civil, al tiempo que representa un espacio ideal para compartir experiencias y aprendizajes con otras empresas de la misma orientación, como así también para fomentar la aplicación de normas de gestión responsable”, destacó Martín Santiago, coordinador residente del Sistema de las Naciones Unidas en Argentina. “Como iniciativa voluntaria, provee un marco general para fomentar la responsabilidad cívica de las empresas comprome-

tidas con el desarrollo humano”, agregó.

Los diez principios del Pacto Global se basan en declaraciones y convenciones universales, al comprometer a las organizaciones adherentes en los siguientes principios, sobre cuyos avances deben informar.

Derechos humanos

- Principio 1: apoyar y respetar la protección de los derechos humanos fundamentales reconocidos universalmente, dentro de su ámbito de influencia.
- Principio 2: asegurarse de que sus empresas no son cómplices de la vulneración de los derechos humanos.

Estándares laborales

- Principio 3: incentivar la libertad de asociación y el reconocimiento efectivo del derecho a la negociación colectiva.
- Principio 4: apoyar la eliminación de toda forma de trabajo forzoso o realizado bajo coacción.
- Principio 5: apoyar la erradicación del trabajo infantil.
- Principio 6: impulsar la abolición de las prácticas de discriminación en el empleo y ocupación.

Medio ambiente

- Principio 7: mantener un enfoque preventivo que favorezca el medio ambiente.
- Principio 8: fomentar las iniciativas que promuevan una mayor responsabilidad ambiental.
- Principio 9: favorecer el desarrollo y la difusión de las tecnologías respetuosas con el medio ambiente.

Anticorrupción

- Principio 10: trabajar en contra de la corrupción en todas sus formas, incluidas la extorsión y el soborno.

“Este nuevo aniversario de la constitución del Pacto Global en Argentina constituye una excelente ocasión para formular un llamado a las organizaciones que deseen sumarse a esta red. Este año presenta el desafío de cumplir uno de los objetivos del Pacto: llevar a cabo acciones que apoyen las iniciativas de desarrollo de las Naciones Unidas, tales como los Objetivos de Desarrollo del Milenio (ODM), en su último quinquenio hacia la meta de 2015.”, puntualizó Martín Santiago.

PAE Argentina completó la colocación de Obligaciones Negociables

Pan American Energy, sucursal Argentina, la segunda empresa productora de petróleo y gas de la Argentina, completó exitosamente la colocación de Obligaciones Negociables (ON) por un valor nominal de U\$500.000.000, con vencimiento final en 2021 (10 años de plazo de vida promedio), una tasa de interés fija del 7,875% nominal anual y un precio de emisión del 98,204%.



Los fondos provenientes de la emisión serán destinados a financiar parte del programa de inversiones de la compañía en la Argentina; parte para capital de trabajo y parte para refinanciar deuda.

La nueva emisión de ON de PAE fue liderada por Crédit Agricole CIB, HSBC y J.P. Morgan como agentes colocadores internacionales; y HSBC Bank Argentina SA y J.P. Morgan, Sucursal Buenos Aires SA como colocadores locales.

El éxito de esta colocación premia el esfuerzo de Pan American Energy sucursal Argentina por mantener un alto nivel de inversiones en el país y, a su vez, reafirma la confianza que genera la compañía entre los inversores nacionales e internacionales.

Petrobras Energía acuerda la venta de su negocio de refinación en San Lorenzo

El Directorio de Petrobras Energía SA aprobó los términos y condiciones del acuerdo de venta a Oil Combustibles SA de su negocio de refinación en San Lorenzo, provincia de Santa Fe; la unidad fluvial y la red de comercialización de combustibles compuesta por 360 puntos de venta y clientes asociados, vinculados a esa refinería.

La oferta realizada por los activos mencionados fue de aproximadamente U\$36 millones. Asimismo, a la fecha de cierre serán vendidos a Oil Combustibles SA las existencias de petróleo y sus diferentes productos por aproximadamente U\$74 millones. El valor total de la transacción está estimado en aproximadamente U\$110 millones.

El plazo para la implementación de la venta fue estimado en 90 días y está sujeto a la obtención de las autorizaciones administrativas requeridas por la legislación argentina vigente.

La operación no incluye la venta de la Unidad Reformadora que Petrobras Energía SA posee en su Complejo Petroquímico de Puerto General San Martín.

Petrobras Energía SA reafirma su permanencia en el negocio de refinación y comercialización de combustibles al continuar la operación de su refinería en la ciudad de Bahía Blanca y su correspondiente red comercial.

Estudian cómo reducir el consumo de energía en el riego artificial agropecuario

Procobre Argentina, la filial local de International Copper

Association (ICA) y la Universidad Tecnológica Nacional (UTN) firmaron un convenio para instrumentar un programa piloto que estudie el consumo energético de los motores de bombeo de agua subterránea. Estos dispositivos son los utilizados para el riego en las zonas agrícolas de Cuyo.

Este acuerdo es, a su vez, consecuencia del convenio preexistente entre la Secretaría de Energía de la Nación y el gobierno de la provincia de San Juan, cuyo objetivo general es el uso racional y eficiente de la energía.

En la firma del convenio estuvieron el rector de la UTN, el ingeniero Héctor Carlos Broto; el decano de la Facultad de Ingeniería de la provincia de Mendoza, el ingeniero Eduardo Antonio Balasch; el director del Grupo de Estudios sobre Energía (GESE) de la Facultad Regional Mendoza, ingeniero Jorge Fernández; el presidente de ICA/Procobre Argentina y presidente del Consejo Latinoamericano del ICA, Julián Rooney; y, el jefe del proyecto de energía eléctrica sustentable del ICA, Glaycon García. También se sumaron Hernán Sierralta, director de Comunicaciones para ICA Latinoamérica; y el ingeniero Claudio Carpio, consultor en eficiencia energética para ICA/Procobre Argentina.

La región precordillerana es muy árida, con escasas lluvias. El riego eficiente se torna, entonces, fundamental para el desarrollo de la actividad agrícola. Al día de hoy, este proceso se realiza con tecnología que data de la década del setenta, con motores de bombeo que extraen agua de napas ubicadas entre 30 y 100 metros de profundidad. En líneas generales, son motores de 50 a 100 HP que funcionan promedio unas 4000 horas por año, lo que da como resultado un consumo promedio de 200.000 Kwh por año por motor. De este modo, el esfuerzo de bombeo es a costa de un alto consumo de energía eléctrica, la cual es subsidiada por los gobiernos de cada provincia.

La UTN aportará el equipo de profesionales que realizará las mediciones hidráulicas y eléctricas del consumo promedio de energía utilizado por los motores sobre una muestra de pozos de agua. El Grupo de Estudio de Energía de la Universidad tiene 25 años de trayectoria y está conformado por ingenieros eléctricos, ingenieros mecánicos, graduados de los últimos años y alumnos de carreras afines.

El compromiso de la Dirección de Recursos Energéticos de la provincia de San Juan fue fundamental, ya que gracias a la información que esta entidad proveyó, se conformó una muestra de 60 pozos, cercanos a la capital sanjuanina.

Las variables que se tuvieron en cuenta para el diseño de la muestra fueron: una zona a estudiar lo suficientemente representativa, (con importante cantidad de pozos); que el estudio sea replicable a otras zonas de riego. La medición tomará un mes de tiempo para su realización (comenzó el 19 de abril), y se estima que el informe final de las tareas estará listo a principios de junio.

La meta final es el reemplazo del parque de motores existentes por motores eficientes, esto es, equipamiento de última generación con mayor potencia, mejor diseño y mayor cantidad

de cobre en su composición.

Este metal optimiza la conductividad eléctrica del dispositivo, ya que –excepto la plata– el cobre es el metal de más alta conductividad eléctrica. Esto redundará en una reducción significativa del costo de extracción de agua, ya que disminuirá el consumo de energía requerida, con un mínimo de ahorro del 15%. Además, este sistema es amigable con el medio ambiente, ya que al utilizar menor cantidad de energía eléctrica generada por vía térmica –aquella que demanda combustible– disminuye también las emisiones de gases de efecto invernadero.

El convenio entre la UTN e ICA abarca toda la zona de Cuyo, que incluye las provincias de San Juan, Mendoza, La Rioja, Catamarca y San Luis.

Posteriormente, se desarrollarán seminarios regionales para difundir los resultados de este estudio y promover la incorporación de este nuevo tipo de motores entre los productores agropecuarios de la zona. Además, se está trabajando en la creación de una fuente de financiación que facilite a los productores la renovación del parque de motores: con el ahorro de energía que se obtendrá será accesible pagar las cuotas de un préstamo.



Profesionales & consultores

GAFFNEY, CLINE & ASSOCIATES
 TECHNICAL AND MANAGEMENT ADVISERS
 TO THE INTERNATIONAL PETROLEUM INDUSTRY
 Av. R. S. Peña 917, Piso 2 Tel: 4394-1007
 (1035) Buenos Aires Fax: 4326-0442
 E-MAIL: GCABA@GAFFNEY-CLINE.COM
 WWW.GAFFNEY-CLINE.COM
 También: Inglaterra, USA, Brasil, Venezuela, Australia, Singapur.

GiGa Consulting
 Energía y Negocios
 Incluidos en el Registro de Auditores y Certificadores de Reservas de la Secretaría de Energía
Alejandro Gagliano
 agagliano@gigaconsulting.com.ar Edificio Concord Pilar
 Sección Zafiro Of.101-104
 Panamericana Km.49,5 (1629)
 Pilar - Bs. As. - Argentina
 Tel: +54 (2322) 300-191/192
Hugo Giampaoli
 hgiampaoli@gigaconsulting.com.ar www.gigaconsulting.com.ar

Promocione sus actividades en *Petrotecnica*

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

Olimpiada de Brigadistas Industriales de Incendio y Rescate

Organizada por CALCIC y patrocinada por el IRAM, el sábado 24 de abril concluyó la Olimpiada de Brigadistas Industriales de incendio y rescate (OBIIR) 2010.

El evento se realizó en el predio CALCIC de la ciudad bonaerense de San Antonio de Areco y fue declarado de interés nacional. Contó con el auspicio de la Municipalidad de San Antonio de Areco, de la Cámara Argentina de Seguridad y del Capítulo Argentina de la NFPA.

OBIIR es una competencia de campo y teórica, en la que los brigadistas pueden mostrar sus habilidades físicas, sus conocimientos y la preparación técnica alcanzada. Se realizan pruebas con equipos autónomos y en espacios confinados, pruebas con fuego y extintores manuales, pruebas de extinción de fuegos en bateas con mangueras y demostración de habilidades.

Los objetivos del certamen consisten en motivar e incentivar la capacitación del brigadista industrial; promover una conciencia social en torno del tema; difundir la actitud para el mejoramiento profesional; contribuir al intercambio y confraternidad entre los brigadistas de las distintas empresas y fomentar el espíritu de competencia como soporte de la eficiencia personal.

En esta oportunidad, las brigadas ganadoras fueron:

- 1^{er} premio: YPF Luján de Cuyo.
- 2^{do} premio: Yacimientos Carboníferos Río Turbio.
- 3^{er} premio: YPF Ensenada.
- Prueba teórica: Petrobras Energía.

Además de las premiadas, participaron las brigadas de AESA; Bunge; Cerro Vanguardia; Corporación Recalcine (Chile); General Motors de Argentina; Hospital de Pediatría J.P. Garrahan; Kraft Foods; Pan American Energy; Refinor; Shell; TGS; YPF La Plata e YPF Plaza Huincul.

Calendario de capacitación TÜV Rheinland Argentina

La actualización respecto de nuevas herramientas en materia de calidad, seguridad y medio ambiente resulta indispensable para adecuarse a las exigencias de los mercados.

TÜV Rheinland Argentina ofrece cursos de capacitación profesional para formar a los aspirantes en el manejo de normativas nacionales e internacionales relacionadas con estos aspectos.

El calendario incluye cursos relacionados con la industria en general y áreas específicas como agroalimentos, automotriz y otras. En sistemas de gestión, se realizan capacitaciones que abarcan desde las etapas de planificación y preparación, hasta la ejecución y evaluación de auditorías internas y externas. Para estas últimas se otorgan certificados del International Register Of Certificated Auditors (IRCA).

Los cursos pautados para los próximos meses en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires se pueden consultar en www.tuv.com

Nuevo director general de Wintershall Energía SA

Desde el 11 de mayo de 2010, Gustavo Albrecht es el nuevo director general de Wintershall Energía SA, en reemplazo de Heiko Meyer.

Gustavo Albrecht tiene 45 años, es argentino y se recibió de contador público en la UBA. En 1990 ingresó en Wintershall Energía (entonces, Deminex Argentina) donde trabajó hasta 2001 como gerente de Marketing. Luego fue transferido a la casa matriz en Kassel, Alemania. Allí ocupó diversos cargos, y luego quedó a cargo de las regiones del Mar Caspio y Medio Oriente del departamento de Nuevos Negocios.

Cambios en Camuzzi Argentina

Camuzzi Argentina designó al ingeniero Juan José Mitjans, actual director delegado del *holding*, como gerente general de las empresas Camuzzi Gas Pampeana y Camuzzi Gas del Sur.

Mitjans ingresó al grupo Camuzzi en 1991 y ocupó diversos cargos directivos, entre los que se destacan su desempeño como vicepresidente primero y gerente general de Empresa Distribuidora de Energía Atlántica (EDEA SA), distribuidora de energía eléctrica, perteneciente también a Camuzzi Argentina.

El profesional es ingeniero naval y mecánico graduado en la Universidad Nacional de Buenos Aires y posgraduado del Programa de Alta Dirección (PAD) del Instituto de Altos Estudios Empresariales (IAE). Posee un gran conocimiento de la industria energética y a lo largo de los años desarrolló capacidades de gerenciamiento que lo posicionan como el mejor referente para liderar las empresas distribuidoras de gas natural del *holding*.

Nuevo presidente de TGS

El Directorio de Transportadora de Gas del Sur designó como presidente a Ricardo Monge. El ejecutivo es ingeniero industrial, recibido en la Universidad de Buenos Aires. Realizó

estudios de posgrado en el Instituto de Altos Estudios Empresariales (IAE).

En su historia profesional, condujo grupos interdisciplinarios en áreas de comercialización, operaciones, servicios y económico-financieros, y lideró unidades de negocio, orientado a la obtención de resultados bajo la filosofía de dirección por objetivos.

Monge está especializado en negociaciones en el ámbito nacional e internacional con grandes empresas con el objetivo de obtener alianzas estratégicas; finalmente, cuenta con una importante experiencia en adecuar al mercado nacional programas comerciales y operativos desarrollados por empresas multinacionales.

Hasta la fecha de asunción, desarrollaba actividades profesionales en Petrobras Argentina como asesor para la Dirección General Ejecutiva y director en MEGA, TGS, CIESA y Petrobras Hispano-Argentina SA. También ocupó allí los cargos de gerente de Proyecto de Modelo de Procesos Área Internacional (2004-2008) y gerente de Desarrollo de Nuevos Negocios y Estrategia Comercial (2002-2004).

Entre sus antecedentes laborales se destacan el rol de director para Petrobras en Mega SA (período 2002/2004); gerente del negocio Lubricantes en Eg3 SA y en Isaura SA; consultor externo en Compañía Química SA; gerente de Departamento de Ventas de Productos Petroquímicos en YPF y analista de Costos Industriales en Fate SA.



Se conformó la Cámara Mendocina de Empresas de Servicios Petroleros

Recientemente quedó formada la Cámara Mendocina de Empresas de Servicios Petroleros (CaMESPe), que agrupa a



Nos comprometemos con los resultados



• Sistemas de Gestión:	• Sistemas de Información:	• Gestión de fondos para pymes:
 <ul style="list-style-type: none">Acompañamos a su empresa en el proceso de Implementación de:<ul style="list-style-type: none">• Sistemas de Gestión de Calidad (ISO 9001)• Seguridad y Salud Ocupacional (OHSAS 18001)• Medio Ambiente (ISO 14001)• Normas Agroalimentarias• Sistemas Integrados (2 o más Normas)	 <ul style="list-style-type: none">• Gerenciamiento de Proyectos de Migración de Software de Gestión (ERP)• Selección de Software ERP• Quality Assurance de Proyectos de Implementación de Software ERP• Auditorías de Sistemas• Desarrollo de Proyectos de Business Intelligence	 <ul style="list-style-type: none">• Gestionamos subsidios estatales para la mejora de la competitividad de las pymes

Brentana 635 - Q8302GVM - Neuquén - Tel: 54 299 4426430 . consultas@pragmaticaconsultores.com - www.pragmaticaconsultores.com



empresas de capital mendocino como así también a empresas de capital nacional y/o extranjero con un importante tiempo de presencia en Mendoza.

La diversidad y calidad de servicios prestados por las distintas empresas, otorga a la entidad una representatividad considerable. El señor Miguel Francisco Ledda (de EMEPA SA) fue designado como presidente.

La cámara pretende fomentar y promocionar las relaciones comerciales equitativas y justas entre sus miembros, para que sus proyectos sean viables y sustentables a largo plazo.

Su misión implica promover un ámbito en el que se encuentren puntos de coincidencia en defensa de los intereses de las empresas de capital mendocino y/o radicadas en Mendoza, de servicios petroleros. Con una fuerte presencia e injerencia en todo lo relacionado con el sector petrolero y energético a nivel provincial y nacional, que estimule la responsabilidad social empresaria.

Además, tiene como meta la promoción de la oferta de productos, servicios y tecnología de Mendoza.

Entre sus objetivos se cuentan el fomento del libre comercio y la defensa de la libre contratación y la transparencia en licitaciones. Además, defenderá intereses sectoriales cuando estos sean vulnerados; observar y vigilar el desempeño de las entidades del sector público y privado y su apego a la ley.

La institución actuará para mediar en reclamos inherentes al sector y de sus socios para llegar a un acuerdo tanto en problemas contractuales como conflictos laborales que eventualmente ocurran.

También procurará la normalización de usos costumbres y

prácticas técnicas y comerciales de acuerdo a las normas de la industria. Canalizará información necesaria para la toma de decisiones, junto a las entidades públicas y privadas en el análisis de los asuntos económicos, financieros y sociales de la provincia y del país.

La Cámara entiende como acciones prioritarias: agilizar los procesos para el inicio de las actividades de exploración en las áreas adjudicadas en 2008; facilitar la iniciación de proyectos de explotación tipo Llanquanelo; promover la búsqueda y desarrollo de nuevas fuentes no convencionales (como el *shale oil* de Fm Cacheuta); promover la prórroga de las licencias que vencen en 2017, con exigencias mínimas de actividad petrolera y participación de empresas locales; desarrollar el sur mendocino con empresas locales.

CaMESPe brindará colaboración, con sus equipos técnicos, para la elaboración de políticas energéticas en general, la participación en la gestión del polo de Desarrollo de Pata Mora en el sur de Mendoza y el apoyo a la creación de la Empresa Provincial de Energía.

En una cordial cena realizada en el Salón Cabernet de la Bodega del 900, CaMESPe fue presentada al gobernador de Mendoza, Celso Jaque, quien concurrió acompañado por el ministro de Infraestructura, Francisco Pérez; el subsecretario de Hidrocarburos, Minería y Energía, Walter Vázquez; el director de Petróleos, Daniel Cibeira; y el asesor del Ministerio, Francisco García Ibáñez.

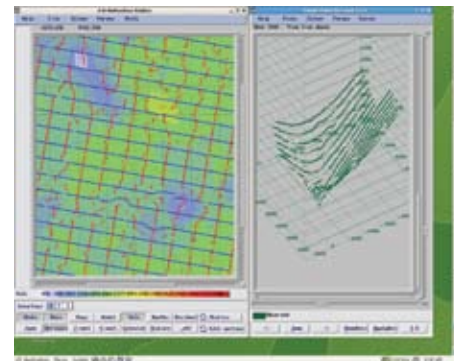
El gobernador escuchó la presentación realizada por el presidente de CaMESPe, el ingeniero Miguel Ledda, junto con los comentarios sobre reservas formuladas por Daniel Bogetti. El mandatario provincial contestó a las distintas inquietudes y dejó vislumbrar un panorama alentador para el sector petrolero.

GeoNodos, una nueva empresa de procesamiento sísmico

La empresa GeoNodos, una nueva firma dedicada al procesamiento sísmico y al desarrollo de nuevas aplicaciones geofísicas, dio inicio a sus actividades en mayo de 2010.

Creada por el geofísico Marcelo Roizman, esta flamante empresa se presenta, además, como representante en América Latina de GLOBE Claritas. Mediante un convenio de representación exclusiva de ventas, marketing y soporte técnico en América Latina, GeoNodos y GLOBE Claritas lanzan en esta región el *software* de procesamiento sísmico Claritas.

Este programa informático es desarrollado desde hace 20 años por el instituto GNS Science de Nueva Zelanda y fue creado por geofísicos y para geofísicos. Cuenta con más de 300 módulos de procesamiento; un manejo interactivo de análisis y control de calidad; capacidad para manejar proyec-



**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

tos 2D y 3D, tanto terrestres como marinos, y la posibilidad de correr sobre *clusters* Linux.

Con un gran número de usuarios en Europa, Asia y América del Norte, que abarcan desde institutos de enseñanza e investigación hasta grandes compañías de procesamiento y explotación, GLOBE Claritas es una real y atractiva alternativa para todo tipo de empresas del sector.

Más información: marcelo.roizman@geonodos.com
www.geonodos.com

Invitación para participar del XX Congreso Mundial de Petr6leo

Los organizadores del Congreso Mundial de Petr6leo, que se realizar6 en Doha, Qatar, desde el 4 al 8 de diciembre de 2011, invitan a todos los especialistas del sector a presentar sus trabajos t6cnicos para evaluar (*call for papers*).

El Comit6 Organizador prepar6 un programa t6cnico muy amplio que permitir6 abarcar distintas problem6ticas de la industria y que permitir6 reconocer los avances en los 6mbitos t6cnicos, cient6ficos y profesionales. Los t6picos buscan reflejar el lema principal del congreso: *Soluciones energ6ticas para todos: promoviendo la cooperaci6n, innovaci6n e inversi6n*.

Habr6 300 lugares para otorgar a los autores de los mejores *papers* y p6sters.

El llamado para presentar trabajos ya se encuentra abierto y cerrar6 en enero de 2011. Las 6reas sobre las que se podr6 trabajar incluyen cinco bloques clave y las presentaciones deber6n enfocarse en mostrar los 6ltimos desarrollos y logros de cada 6rea:

Bloque 1: gas natural, la energ6 que hace la diferencia.

Bloque 2: nuevas exploraciones y fronteras de producci6n y tecnolog6as.

Bloque 3: desde el pozo al consumidor: innovaciones en refino, transporte, tecnolog6 de combustibles y petroqu6mica.

Bloque 4: fuentes de energ6 complementarias.

Bloque 5: compromiso sustentable: cuestiones ambientales, sociales, econ6micas, educativas y de gobierno.

El Congreso Mundial de Petr6leo, que se realiza cada tres a6os con un promedio de 4000 participantes, intenta abarcar todos los aspectos de la industria, desde los avances tecnol6gicos en operaciones de *upstream* y *downstream*, hasta cuestiones relacionadas con el gas natural, aspectos sociales, econ6micos y gubernamentales y las energ6as alternativas.

A su vez, el evento est6 acompa6ado por una exhibici6n que muestra a las principales empresas del mundo vinculadas con la industria y sus tareas como proveedoras, otorgadoras de servicios y fabricantes.

M6s informaci6n: www.20wpc.com

Se viene WEC 2010, el Congreso Mundial de Energ6a

El XXI Congreso Mundial de Energ6a (WEC, en ingl6s), que se efectuar6 entre el 12 y el 16 de septiembre en Montreal, Canad6, contar6 con m6s de 12 eventos paralelos. Ya se han confirmado m6s de 200 conferencistas provenientes de 52 pa6ses, quienes presentar6n y discutir6n acerca de la situaci6n energ6tica mundial.

Los organizadores buscaron maximizar los beneficios de esta reuni6n mundial y complementaron con un programa que abarca la mayor cantidad de temas para sus participantes.

En este sentido, se han previsto diversos encuentros, como la cumbre de l6deres energ6ticos de The Financial Times; un encuentro especial de ministros; el encuentro t6cnico de provincias del este y noreste de Canad6; la conferencia de ministros de Energ6a y Miner6a de Canad6.

Tambi6n, ser6n parte del WEC la reuni6n de la Asociaci6n de Asia-Pac6fico para una energ6a f6sil m6s limpia, un seminario del Banco Mundial sobre financiaci6n de proyectos hidroel6ctricos, entre otras actividades.

M6s informaci6n: www.wecmontreal2010.ca



Petroconsult

- :: MANAGEMENT DE PROYECTOS
- :: ESTUDIOS DE PREFACTIBILIDAD
- :: EVALUACIONES TECNICO - ECONOMICAS
- :: ASISTENCIAS EN NUEVAS OPORTUNIDADES DE NEGOCIOS

BUENOS AIRES
Tucum6n 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

NOVEDADES DEL IAPG



Portal de empleos en la web del IAPG

Recordamos que se encuentra disponible en la página del IAPG un portal de empleos que funciona en conjunto con Trabajando.com y Universia. Esta comunidad laboral es líder en Latinoamérica y ya ha firmado 35 convenios con universidades de todo el país.

Además, cuenta con 150 portales universitarios activos y brinda oportunidades laborales para más de 600.000 alumnos. El objetivo de Trabajando.com es dar mayor eficiencia, flexibilidad y transparencia al mercado laboral iberoamericano, para generar día a día más oportunidades de trabajo para las



personas y mejores candidatos para las empresas.

En ese sentido, ha trabajado por consolidarse como líder en los mercados de reclutamiento *online*, en la selección de personal, organización de ferias laborales y congresos de recursos humanos.

Actualmente, son parte de Trabajando.com, Universia, propiedad del Banco Santander y El Mercurio, el diario más importante de Chile; esta situación ha permitido la exportación de este modelo de negocio, único en el mundo, a 11 países de Iberoamérica.

Su principal ventaja competitiva radica en ser más que un portal de empleo, esto es, la comunidad laboral líder de Iberoamérica, es decir, una red de sitios asociados en línea, entre los que se encuentran empresas, universidades, cámaras de comercio, municipalidades, asociaciones gremiales, medios de comunicación, entre otros.

De esta manera, la comunidad cuenta con una gran cantidad de ofertas de trabajo y una amplia gama de perfiles, lo que permite que tanto las empresas que buscan candidatos, como quienes quieren un empleo, obtengan muy buenos resultados.

Más información: www.empleos.iapg.org.ar

Terminó una capacitación sobre acciones correctivas con criterio de riesgo

Entre el 18 y el 20 de mayo se efectuaron las jornadas de capacitación sobre Acciones Correctivas con Criterio de Riesgo (*Risk Based Corrective Action*).



La actividad fue organizada por la seccional La Plata del IAPG conjuntamente con la UTN Facultad Regional La Plata.

La capacitación estuvo a cargo del ingeniero Richard L. Bowers (GSI Environmental). Asistieron, durante estos tres días, unas 120 personas pertenecientes a los organismos ambientales nacionales y provenientes de las provincias de Buenos Aires, San Juan, La Pampa, Chubut, Neuquén, San Luis, Río Negro, Santa Fe, Santa Cruz y Entre Ríos. Además, hubo representantes de YPF y Petrobras, profesores universitarios y especialistas de varias compañías.

Las Acciones Correctivas Basadas en Riesgos (RBCA) son una herramienta de gestión ambiental que permite responder a la necesidad de asignar prioridades al uso de recursos. Protege





especialmente la salud humana y constituye un proceso de decisiones consistentes y técnicamente sustentables, que permiten priorizar acciones y recursos. Así, logra determinar sitios para remediar hasta niveles seguros para la salud humana, sin dejar de considerar la afectación residual y su correspondiente necesidad de gestión y/o manejo.

Directiva, se eligieron tres revisores de cuentas titulares y dos suplentes. En esta oportunidad, el ingeniero Ernesto A. López Anadón resultó reelecto como el presidente del Instituto. Los demás cargos serán representados por las empresas que figuran en la tabla de esta página.

Más información: congresos@iapg.org.ar
www.iapg.org.ar

Asamblea Ordinaria del IAPG y elección de autoridades

El 3 de junio pasado se realizó la Asamblea General Ordinaria del IAPG, según lo dispuesto en el artículo 36 del capítulo V del Estatuto del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas.

La Comisión Directiva consideró la memoria y el balance del ejercicio comprendido entre el 1º de enero y el 31 de diciembre de 2009, y del informe de la comisión Revisora de Cuentas. Además, se presentó el presupuesto de recursos y gastos correspondientes al ejercicio 2010.

Por otro lado, se renovaron las autoridades de la Comisión

Vicepresidencia 1º	YPF
Vicepresidencia <i>upstream</i> P&G	Petrobras
Vicepresidencia <i>downstream</i> petróleo	ESSO
Vicepresidencia <i>downstream</i> gas	Gas Natural Ban
Secretario	Chevron
Prosecretario	Transportadora de Gas del Norte (TGN)
Tesorero	Pan American Energy

Cursos de capacitación 2010

Julio

- **Propiedades del Petróleo y del Gas. Estudios PVT**

Instructor: *M. Crotti*

Fecha: del 28 de junio al 1 del julio.

Lugar: Buenos Aires

- **Diseño y prevención de fallas en sarts de perforación. Incluyendo BHA y casing wear**

Instructor: *D. Ghidina*

Fecha: del 28 de junio al 2 del julio.

Lugar: Neuquén

- **Introducción a la corrosión 2**

Instructores: *W. Muller, A. Burkart, M. Barreto*

Fecha: 29 de junio al 1 de julio.

Lugar: Buenos Aires

Foro de la Industria del Petróleo y del Gas

La mejor opción para sus consultas técnicas

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

www.foroiapg.org.ar

Agosto

- **Interpretación avanzada de perfiles**
Instructor: *A. Khatchikian*.
Fecha: del 2 al 6 de agosto.
Lugar: Buenos Aires.
- **Protección anticorrosiva 2**
Instructores: *E. Carzoglio, F. Ernst, C. Flores, J. Ronchetti*.
Fecha: del 3 al 6 de agosto.
Lugar: Buenos Aires.
- **Inyección de agua. Predicciones de desempeño y control**
Instructor: *W. M. Cobb*.
Fecha: del 9 al 13 de agosto.
Lugar: Buenos Aires.
- **Evaluación de proyectos 1. Teoría general**
Instructor: *J. Rosbaco*.
Fecha: del 23 al 27 de agosto.
Lugar: Buenos Aires.
- **RBCA - Caracterización y acciones correctivas basadas en el riesgo.**
Instructor: *A. Cerutti*.
Fecha: 26 y 27 de agosto.
Lugar: Neuquén
- **Introducción a la industria del petróleo**
Instructores: *V. Ploszkiewicz, A. Liendo, M. Chimienti, M. A. Weisbrot, A. Cerutti*.
Fecha: del 30 de agosto al 3 de septiembre.
Lugar: Buenos Aires.

Septiembre

- **Introducción al *project management* en la industria petrolera y gasífera**
Instructor: *N. Polverini, F. Akselrad*.
Fecha: del 1 al 3 de septiembre.
Lugar: Buenos Aires.
- **Negociación, influencia y resolución de conflictos**
Instructor: *Carlos Garibaldi*.
Fecha: 6 y 7 de septiembre.
Lugar: Buenos Aires.
- **Términos contractuales y fiscales internacionales en E&P**
Instructor: *C. Garibaldi*.
Fecha: 8 y 9 de septiembre.
Lugar: Buenos Aires.
- **Proceso de adquisiciones y ventas de activos en su contexto estratégico**
Instructor: *C. Garibaldi*.
Fecha: del 13 al 15 de septiembre.
Lugar: Buenos Aires.
- **Ingeniería de reservorios**
Instructor: *J. Rosbaco*.
Fecha: del 20 al 24 de septiembre.
Lugar: Buenos Aires.
- **Introducción a la industria del gas**
Instructores: *C. Bucciari, J.J. Rodríguez, C. Casares, B. Fernández, O. Montano*.
Fecha: del 28 de septiembre al 1 de octubre.
Lugar: Buenos Aires.
- **Factores económicos de la industria del petróleo**
Instructor: *A. Cerutti*.
Fecha: del 29 de septiembre al 1 de octubre.
Lugar: Buenos Aires.

Consultas: www.iapg.org.ar - cursos@iapg.org.ar - (54-11) 4325-8008

Foro de la Industria del Petróleo y del Gas

La mejor opción para
sus consultas técnicas

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

www.foroiapg.org.ar

Oil & Gas

PATAGONIA 2010

ENERGÍA

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

3 al 6 de Noviembre de 2010

Espacio Duam · Neuquén · Argentina



un encuentro con la energía

En Noviembre de 2010 Neuquén volverá a tener la exposición de la Industria Energética más exitosa de la Región, Oil & Gas Energía · PATAGONIA 2010
Exposición de la Industria del Petróleo, del Gas y otras Energías

Será la cita obligada de la industria, en el corazón de la principal cuenca hidrocarburífera del país, donde se produce el 43% del total de petróleo de la Argentina.

Así la Región del Comahue será nuevamente el epicentro para la generación de nuevos contactos y actividades vinculadas al sector y el lugar común de reunión para la actualización profesional.

Paralelamente se desarrollará el "Taller de Recuperación Mejorada de Petróleo" **Work Shop EOR** donde se presentarán las últimas investigaciones y trabajos, a cargo de renombrados especialistas del sector.

www.oge-patagonia.com.ar

Organiza



INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

Realización Integral · Uniline Exhibitions

Córdoba 632 Piso 11° C1054AAS □ Buenos Aires □ Argentina □ Tel. +54 11 4322-5707 □ Fax +54 11 4322-0916
ogepatagonia@uniline.com.ar □ www.oge-patagonia.com.ar

Terminó con éxito el VIII Torneo de Golf IAPG Houston

El torneo anual de golf del IAPG Houston albergó en su octava edición a 78 participantes, que contribuyeron en el certamen, cuyos fondos se destinan a la Beca IAGPH.

El 8th Scholarship Golf Tournament se realizó el 9 de abril pasado en el WindRose Golf Club. Nuevamente, contamos con la numerosa y entusiasta presencia de nuestros amigos de Shell, Era Helicopters, Repsol, Schlumberger y muchos más. A todos ellos nuestro agradecimiento por el leal apoyo que brindan año tras año al Fondo para la Beca del IAPGH.

Con una buena cantidad de inscriptos y la generosa contribución de nuestros patrocinadores se llegó a una recaudación neta de U\$S3.900, suma que se destinará enteramente al fondo para la beca.

Una vez más, Continental Airlines donó un pasaje de ida y vuelta a la Argentina, que fue rifado durante la cena.

El éxito del torneo se debió, como en años anteriores, a la incansable labor de la comisión de Golf, tanto de su director, Jorge Uria, como sus miembros, R. Elustondo, R. Cornelio y C. Manzolillo. Agradecemos, también, la valiosa ayuda prestada por Brenda Santikos, al atender la recepción.

El encuentro resultó realmente una fiesta de golf, con la conocida camaradería y entusiasmo de los participantes. Nos acompañó un día excepcional de sol y clima templado, con 16° C.

A la hora de la cena y entrega de premios, se deleitó el ya tradicional "Texas BBQ", que fue acompañado por las siempre codiciadas empanadas salteñas de Manena y vino Malbec de Mendoza. Las malas lenguas dicen que el torneo del IAPGH atrae más por las empanadas que por el golf.

Como es habitual, además de los correspondientes premios se entregaron abundantes regalos sorpresa.

Los ganadores del torneo este año fueron:

Best gross: John Gravenkemper, Bill Losa, Dan Deveny y Joe Wimberly.

1er puesto neto: Jorge Kurten, Ken Peery, Mike Perkins y Guy Selby.



Best Gross: John Gravenkemper, Bill Losa, Dan Deveny y Joe Wimberly



Segundo puesto: Elizabeth Roberts, John Cook, Harold Deavours y Kevin Wilkerson.

2^{do} puesto neto: Elizabeth Roberts, John Cook, Harold Deavours, y Kevin Wilkerson.

Closest-to-the-pin N° 1: Bob Martin.

Closest-to-the-pin N° 2: Enrique Resina.

Longest drive: Mike Blaser.

Most honest (Premio consuelo): Patricio Cordero, Gustavo Mora y R. Zuñiga.

Aprovechamos para agradecer a todos los jugadores, y muy especialmente a los siguientes patrocinadores, por su apoyo y generosidad:

1. **Tournament sponsor:** Continental Airlines.
2. **Beverage cart sponsors:** Era Helicopters.
3. **Hole sponsors:** IHS, Repsol USA, San Antonio International.
4. **Benefactors:** Tecna Engineering.
5. **Donors:** BP Americas, Drakes Controls, Shell, McDermott Will & Emery, Standard Chartered. Bank y SudeCom.

Para todos aquellos amigos del IAPG que visitan Houston



Primer puesto neto: Mike Perkins, Ken Peery, Jorge Kurten y Guy Selby



Comisión de golf: Jorge Uribe, Raúl Cornelio, Rubén Elustondo y Claudio Manzóllilo.



Los equipos de Shell

con frecuencia, quedan invitados al IX Torneo de Golf, que se realizará en abril de 2011. Cerca de la fecha encontrarán los detalles en nuestro portal web: www.iapghouston.org

Becas IAPG Houston 2010

El 15 de abril pasado se cerró el concurso para las Becas del IAPG Houston 2010. El resultado de la campaña 2010 fue muy satisfactorio, ya que se recibieron varias solicitudes.

En nombre del IAPGH, y en especial de la comisión de Becas, envió un agradecimiento a los candidatos por el interés en nuestro programa.

Aprovecho la oportunidad para hacer público nuestra gratitud a Martín Kaindl y Mariel Palomeque, de la Gerencia de Comunicaciones del IAPG en Buenos Aires, por la valiosa colaboración prestada durante toda campaña de *marketing* en la Argentina. La comisión de Becas está integrada por: Francisco Balduzzi (Chairman); Eva María Gómez; Amalia Olivera-Riley y Claudio Manzóllilo.

De acuerdo con los planes del programa 2010, el IAPGH dará a conocer los ganadores de las becas a mediados de julio próximo.

Audiencia récord en el congreso OTC 2010

Casi 73.000 participantes, la mayor cifra en los últimos 28

años, fue el dato abrumador que arrojó el Offshore Technology Conference 2010 (OTC), evento que se realizó entre el 2 y el 6 de mayo pasados en Houston.

Si bien la cifra sobrepasó en más de 5000 la audiencia del año anterior, el número de empresas expositoras se mantuvo en los 2400.

Entre los expositores, y por segundo año consecutivo, estuvo presente el Grupo Argentino de Proveedores Petroleros (GAPP). La importancia de su presencia entre expositores de todo el mundo no es menor, ya que el OTC es considerado la muestra más grande de su tipo en el mundo.

Como corolario a una exitosa exposición, el GAPP ofreció un brindis en su *stand* el miércoles 5 por la tarde, que atrajo un gran número de visitantes. Entre ellos, se hizo presente el cónsul general de la Argentina en Houston, Daniel O. Deodato, y varios miembros del Directorio del IAPGH.

Así, nuestra sede del IAPG tuvo nuevamente el privilegio de colaborar con el GAPP en este importante esfuerzo comercial. Aprovechamos para felicitarlos y desearles el mejor de los éxitos.

En el año de Bicentenario, les hago llegar a todos los amigos del IAPG un afectuoso abrazo. ■

¡Hasta la próxima!

Claudio D. Manzóllilo

cd.manzolillo@iapghouston.org / www.iapghouston.org



ÍNDICE DE ANUNCIANTES



Abb	59	Martelli Abogados	43
Aesa	25	Masstech Argentina	34
Antares Naviera	45	Medanito	60
Área Geofísica Eng.	51	Morken	41
Backer Hughes Argentina	21	Nace	73
Bosch	75	Nalco Argentina	63
Chevron	61	National Oilwell Varco Msw	55
Compañía Mega	33	Pan American Energy	29
Compressco de Argentina	62	Petroconsult	119
Congreso de Integridad en Instalaciones de Superficie en Petróleo y Gas	97	Port of Houston	95
Congreso Latinoamericano y Nacional de Seguridad, Salud Ocupacional y Medio Ambiente	103	Pragmática	117
Contreras Hnos	Retiro de contratapa	Schlumberger Argentina	13
DataSeismic	24	Siemens	47
Del Plata Ingeniería	87	Skanska	19
Eco Técnica América Latina	66	So Energy	67
Electrificadora Del Valle	79	Tecna	Contratapa
Emepa	57	Tecpetrol	31
Enarsa	81	Tenaris	Retiro de tapa
Expo Patagonia 2010	123	Tesco Corporation	39
Exterran Argentina	17	Total	9
Foro IAPG	121	Tüv Rheinland Argentina	54
Gaffney, Cline & Asoc. Inc.	116	V y P Consultores	108
Geonodos	77	Valmec	35
Giga	116	Wärtsila Argentina	37
Huincan	65	Wec	109
IBC- International Bonded Couriers	118	Wenlen	18
Ingeniería 2010	113	Ypf	7
Iph	32	Zoxi	49
Jefferson Sudamericana	91	Suplemento Estadístico	
Key Energy Services	85	Estudio Técnico Doma	Contratapa
Lufkin Argentina	71	Ingeniería Sima	Retiro de tapa
Marshall Moffat	23	Industrias Epta	Retiro de contratapa



CONTRERAS

Hoy más que nunca junto
a todo el país celebrando
el Bicentenario de
la Revolución de Mayo.

Proyecto Magallanes

Una planta industrial se construye en meses...



...para producir durante décadas.

Nuestros clientes lo saben cuando nos eligen.

Ingeniería y Construcciones para el Mercado Global de la Energía.

- Más de 90 plantas construidas y actualmente en operación.
- Garantías de proceso.
- Diseños con foco en la seguridad operativa.
- Altos índices de productividad y disponibilidad.
- Facilidades para operación y mantenimiento.



www.tecna.com

Petróleo y Gas ■ Refinación ■ Petroquímica ■ Generación Eléctrica ■ Nuclear ■ Biocombustibles ■ Minería
Ingeniería y Consultoría ■ Plantas Llave en Mano (EPC) ■ Plantas Modulares ■ Automatización y Control ■ Operación y Mantenimiento