

## Modelado y simulación



3º CONGRESO LATINOAMERICANO  
Y DEL CARIBE DE REFRACTACIÓN



Perforación

terminación, reparación y servicio de pozos



Media sponsor de:

KUALA LUMPUR  
2012



WORLDWIDE



LNG 17 ★ GNL 17  
HOUSTON 2012



IAPG

ARGENTINA  
OIL & GAS  
EXPO 2012

CONGRESO  
INTERNACIONAL DE  
PETRÓLEO 2012



## LA MAYOR INVERSIÓN DE LOS ARGENTINOS

- Pan American Energy invirtió 7.000 millones de Dólares entre 2000 y 2010

...y logró

## EL MEJOR RESULTADO PARA LA ARGENTINA

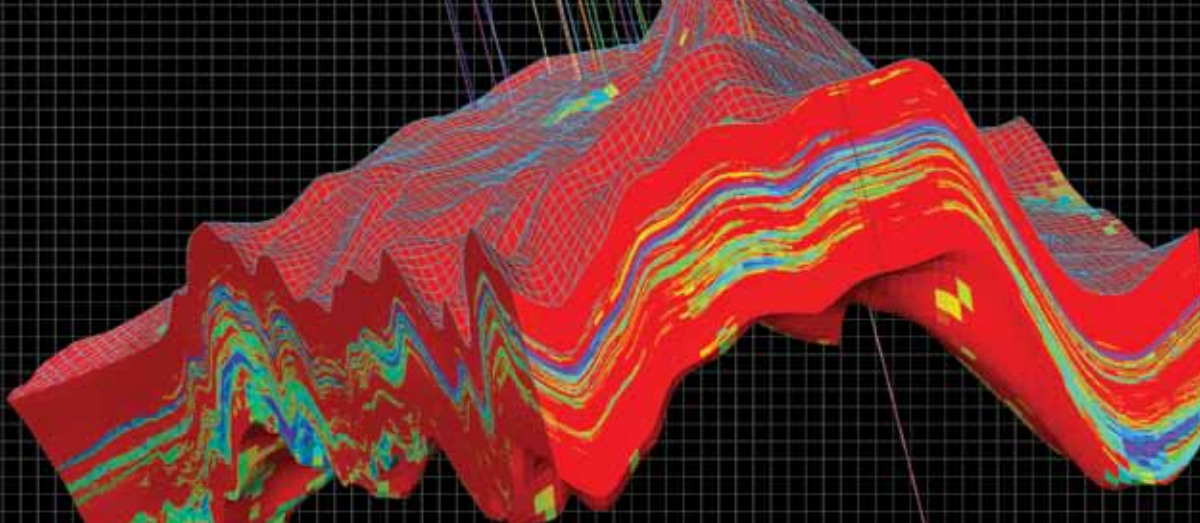
- 50% de aumento en su producción de petróleo
- 100% de aumento en su producción de gas natural
- 45% de aumento en sus reservas probadas de hidrocarburos.

Hemos iniciado una nueva década aumentando aún más nuestra actividad, perforando más pozos, explorando en tierra firme y en el mar, desarrollando nuevas áreas y construyendo nuevas plantas e instalaciones.

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

**Pan American  
ENERGY**

Compromiso con el país



**E**n este número de *Petrotecnia* tenemos como eje temático el modelado y la simulación en la industria del petróleo y del gas.

Las técnicas de modelado y de simulación, si bien han estado disponibles desde hace mucho tiempo, en los últimos años han tenido un fuerte desarrollo en nuestra industria. El modelado y la simulación se constituyen en una herramienta muy importante para nuestra industria y se basan en la técnica de inferir un comportamiento real a partir de un modelo matemático o de un modelo a escala. En la industria del petróleo y del gas sus aplicaciones son múltiples ya que el modelado y la simulación se aplican desde las tareas de exploración y producción hasta la refinación. En este número contamos con trabajos realizados por expertos argentinos que, además de informarnos e instruirnos acerca de sus distintos desarrollos, demuestran el alto nivel alcanzado con estas técnicas.

En el número anterior, dedicado al VIII.º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, publicamos algunos de los trabajos premiados en dicho congreso; retomamos el tema en este número y continuamos con la publicación de otro trabajo premiado.

Asimismo, incorporamos una nota sobre integridad de ductos premiada por la National Association of Corrosion Engineers (NACE) de los Estados Unidos. Este es un tema que siempre resulta de interés ya que nuestro país cuenta con una importante infraestructura de ductos.

Durante este año tendremos dos importantes congresos, uno en el mes de agosto, el Congreso Latinoamericano y del Caribe de Perforación, Terminación, Reparación y Servicio de Pozos y el otro, en el mes de octubre, el 3.º Congreso Latinoamericano y del Caribe de Refinación. Ambos congresos se realizarán en la Ciudad de Buenos Aires y contarán con la participación de ARPEL. Quiero invitarlos a participar activamente de estas actividades, cuyas ponencias y principales trabajos técnicos serán receptados por *Petrotecnia*.

Hasta el próximo número.

*Ernesto A. López Anadón*



# Sumario



## Tema de tapa | **Modelado y simulación**

### **08 Estadísticas**

Los números del petróleo y del gas  
Suplemento estadístico

#### Tema de tapa

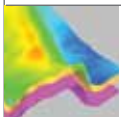


10

#### ■ **Modelado y simulación de reservorios ¿Ciencia artesanal o artesanía científica? (una visión no técnica)**

Por *Ing. Fernando Tuero*

El modelado y la simulación se integran cada vez más en todas las etapas de la industria, sobre todo en E&P, donde constituyen una valiosa herramienta para la toma de decisiones técnicas y de inversión.

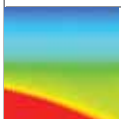


18

#### ■ **Visión retrospectiva de la simulación numérica en la Argentina**

Por *Ernesto Mendoza*

Una revisión de los inicios de la simulación numérica aplicada a la ingeniería de reservorios en la Argentina, los cuales se remontan a más de 40 años.



30

#### ■ **Un caso de modelado de halo petrolífero en faja plegada: estudio de la conificación en pozos horizontales**

Por *D. G. Pérez, G. J. Manestar y P. Lacentre (YPF)*

Un caso de modelado para conocer el fenómeno de la conificación.

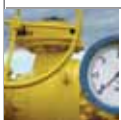


38

#### ■ **Nuevas herramientas para el modelado de reservorios: simulación secuencial multipunto en sistemas fluviales de alta sinuosidad**

Por *Ing. Claudio Larriestra e Ing. Hugo Gómez*

Uso del método de simulación multipunto para modelar la alta sinuosidad de lechos de río del reservorio de la formación Mina El Carmen (golfo de San Jorge).



46

#### ■ **Criterios de diseño de ductos y redes de gas**

Por *Oscar Guillermo Álvarez*

La simulación aplicada a la operación de redes busca facilitar la observación de las variables operativas y ensayar caminos en caso de modificación de alguna de ellas.

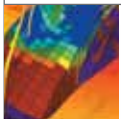


50

#### ■ **Análisis en régimen transitorio y su aplicación en gasoductos de alta presión**

Por *Rubén Alejandro Librandi*

Este trabajo expone dos ejemplos relacionados, en los que la simulación se utiliza para analizar el transporte de gas en alta presión.



62

#### ■ **Algunas consideraciones sobre la saturación residual del petróleo, mecanismos de desplazamiento y curvas de modelado**

Por *Marcelo Crotti*

El modelado es una herramienta usual en ingeniería de reservorios; en este trabajo se resaltan aspectos del modelado del desplazamiento multifásico que suscitan debate.

## Nota técnica

66

■ **Un modelo mecanicista de corrosión uniforme del sulfuro de hidrógeno/dióxido de carbono en el acero dulce**

Por Ing. Srdjan Nešić e Ing. Wei Sun

Este trabajo resultó *Best Paper Award* en el Congreso NACE Corrosion 2011.

76

■ **Cuenca Precordillera; claves exploratorias para el Paleozoico. Áreas Jáchal y Niquivil, San Juan**

Por Miguel Ángel Pérez, Verónica Bagur Delpiano, Domingo Graneros, Karen Breier y Mariela Lauría

Una descripción de las características de las potenciales rocas madre halladas en las secuencias del Paleozoico y del Mesozoico de la cuenca Precordillera.

## Museos

104

■ **El Salón de la Energía, en el Museo de Ciencias Naturales de Houston, donde todo se comprende enseguida**

Por Guisela Masarik

De las instituciones que buscan divulgar las actividades de la industria, es esta, sin duda, una de las que más éxito tienen.

## Congresos

108

■ **Congresos y jornadas. Los que se fueron. Los que vendrán.**

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

112 **Novedades de la industria**

116 **Novedades del IAPG**

120 **Novedades desde Houston**

121 **Convocatoria a Asamblea General Ordinaria**

122 **Índice de anunciantes**



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

Maipú 639, (C1006ACG) - Buenos Aires, Argentina

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

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

facebook.com/IAPGInfo twitter.com/IAPG\_Info youtube.com/IAPGInfo plus.google.com/113697754021657413329

## Staff

**Director.** Ernesto A. López Anadón

**Editor.** Martín L. Kaindl

**Subeditora.** Guisela Masarik, prensa@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

**Corrector técnico.** Enrique Kreibohm

**Comisión de Publicaciones**

**Presidente.** Eduardo Fernández

**Miembros.** Jorge Albano, Víctor Casalotti, Carlos Casares, Carlos E. Cruz, Eduardo Fernández, Eduardo Lipszyc, Enrique Mainardi, Guisela Masarik, Enrique Kreibohm, Martín L. Kaindl, Alberto Khatchikian, Fernando Romain, Romina Schommer, 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 LIII N.º 2, ABRIL de 2012**

ISSN 0031-6598

Tirada de esta edición: 3500 ejemplares

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.

Adherida a la Asociación de Prensa Técnica Argentina.

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

© Hecho el depósito que marca la Ley 11723.

Permitida su reproducción parcial citando a *Petrotecnia*.

**Suscripciones** (no asociados al IAPG)

Argentina: Precio anual - 6 números: \$ 340

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

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

Informes: suscripcion@petrotecnia.com.ar



## Premio Apta-Rizzuto

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

## Comisión Directiva 2010-2012

### CARGO

Presidente  
Vicepresidente 1.º  
Vicepresidente Upstream Petróleo y Gas

Vicepresidente Downstream Petróleo  
Vicepresidente Downstream Gas  
Secretario  
Prosecretario  
Tesorero  
Protesorero  
Vocales Titulares

Vocales Suplentes

Revisores Cuentas Titulares

Revisores Cuentas Suplentes

### EMPRESA

Socio Personal  
YPF SA  
PETROBRAS ARGENTINA SA

ESSO PETROLERA ARGENTINA SRL  
GAS NATURAL FENOSA  
CHEVRON ARGENTINA SRL  
TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE SA (TGN)  
PAN AMERICAN ENERGY LLC. (PAE)  
TRANSPORTADORA DE GAS DEL SUR SA (TGS)  
TOTAL AUSTRAL SA  
  
TECPETROL SA  
PLUSPETROL SA  
CAPSA/CAPEX - (Com. Asoc. Petroleras SA)  
METROGAS  
SINOPEC ARGENTINA EXPLORATION & PRODUCTION, INC.  
APACHE ENERGÍA ARGENTINA SRL

TECNA  
WINTERSHALL ENERGÍA SA  
COMPAÑÍA GENERAL DE COMBUSTIBLES SA (CGC)  
SIDERCA SAIC  
PETROQUÍMICA COMODORO RIVADAVIA SA (PCR)  
SCHLUMBERGER ARGENTINA SA  
BOLLAND & CIA. SA  
REFINERÍA DEL NORTE (REFINOR)  
DLS ARGENTINA LIMITED - Sucursal Argentina  
DISTRIBUIDORA DE GAS CENTRO-CUYO SA (ECOGAS)  
HALLIBURTON ARGENTINA SA  
GAS NOR SA  
BJ Services SRL  
LITORAL GAS SA  
CAMUZZI GAS PAMPEANA SA  
A - EVANGELISTA SA (AES A)  
BAKER HUGHES COMPANY ARG. SRL - Div. Baker Atlas  
Socio Personal  
CESVI ARGENTINA SA  
OLEODUCTOS DEL VALLE (OLDELVAL)  
Socio Personal

### Titular

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

Ing. Pedro Caracoche  
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 Angel Torilo  
Sr. Richard Brown  
Ing. Adolfo Sánchez Zinny  
Ing. Daniel Omar Barbería  
Ing. Eduardo Michieli  
Sr. Enrique Jorge Flaiban  
Ing. Raúl Bonifacio  
Lic. Rodolfo H. Freyre  
Ing. Alfredo da Forno  
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  
Ing. Nicolás Scalzo

### Alterno

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

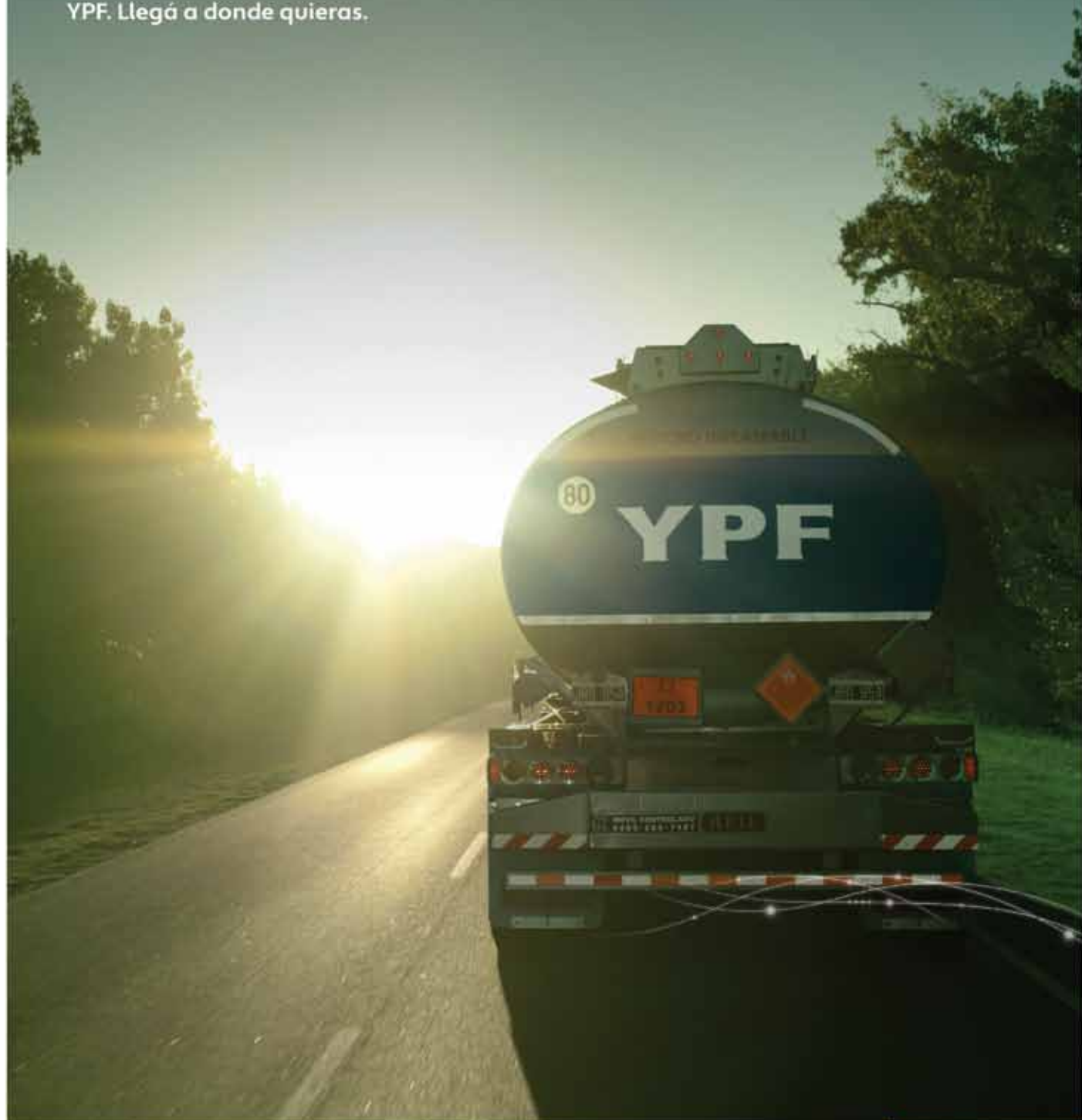
Ing. Andrés A. Chanes  
Sr. Martín Yañez  
Ing. Guillermo M. Rocchetti  
Ing. José Alberto Montaldo  
Ing. Miguel Angel Laffitte  
Ing. Daniel Alberto Perrone  
Sr. José Luis Fachal  
Dra. Gabriela Roselló

Dr. Carlos Alberto Gaccio  
Lic. Marcelo Eduardo Rosso  
Ing. Jorge M. Buciak  
Lic. Jorge Héctor Montanari  
Lic. Luis Pedro Stinco  
Sr. Fernando J. Araujo  
Ing. Julio Shiratori

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. Donald Sloop  
Ing. Jorge Chadwick  
Ing. Jaime Patricio Torregrosa Muñóz  
Ing. Néstor Amilcar González  
Ing. José María González  
Lic. Tirso Gómez Brumana

Sr. Marcelo Omar Fernández

Llegá lejos.  
Llegá a donde nunca nadie llegó.  
Llegá a donde siempre quisiste.  
Llegá a ver cosas nuevas.  
Llegá a pensar que nada es imposible.  
Llegá. Y segui.  
YPF. Llegá a donde quieras.



*Llegá a donde quieras*

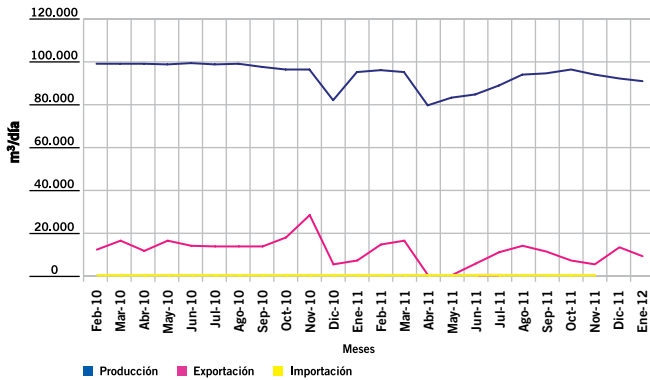
**YPF**

# LOS NÚMEROS DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

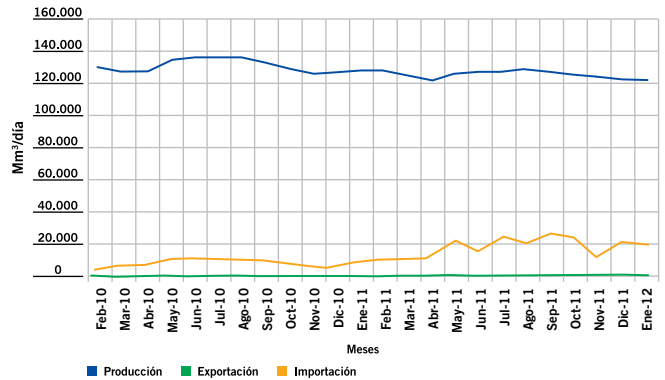


[www.foroiapg.org.ar](http://www.foroiapg.org.ar)  
 Ingrese al foro de la  
 industria del petróleo y del gas

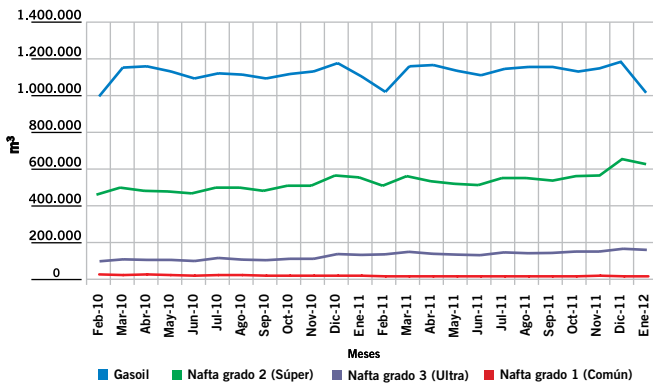
## Producción de petróleo vs. importación y exportación



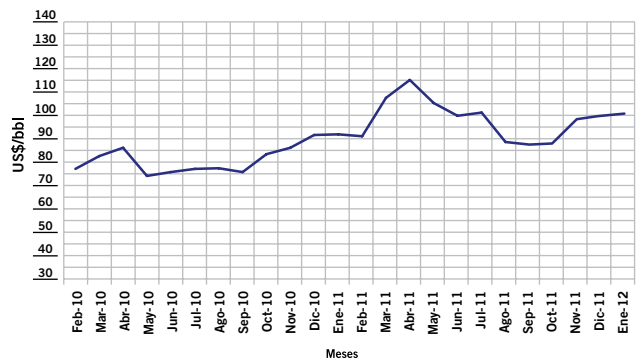
## Producción de gas natural vs. importación y exportación



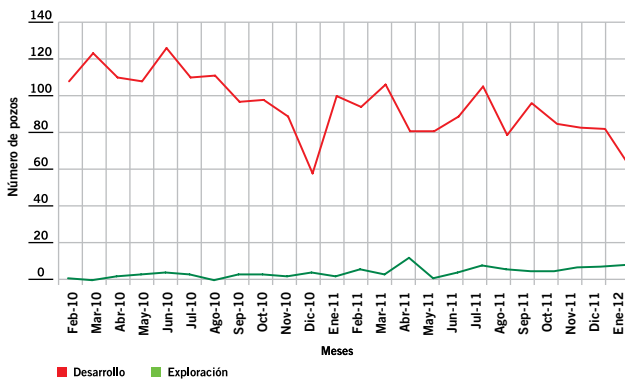
## Ventas de los principales productos



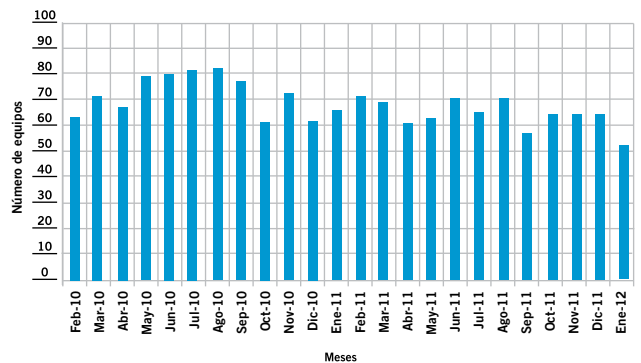
## Precio del petróleo de referencia WTI



## 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?



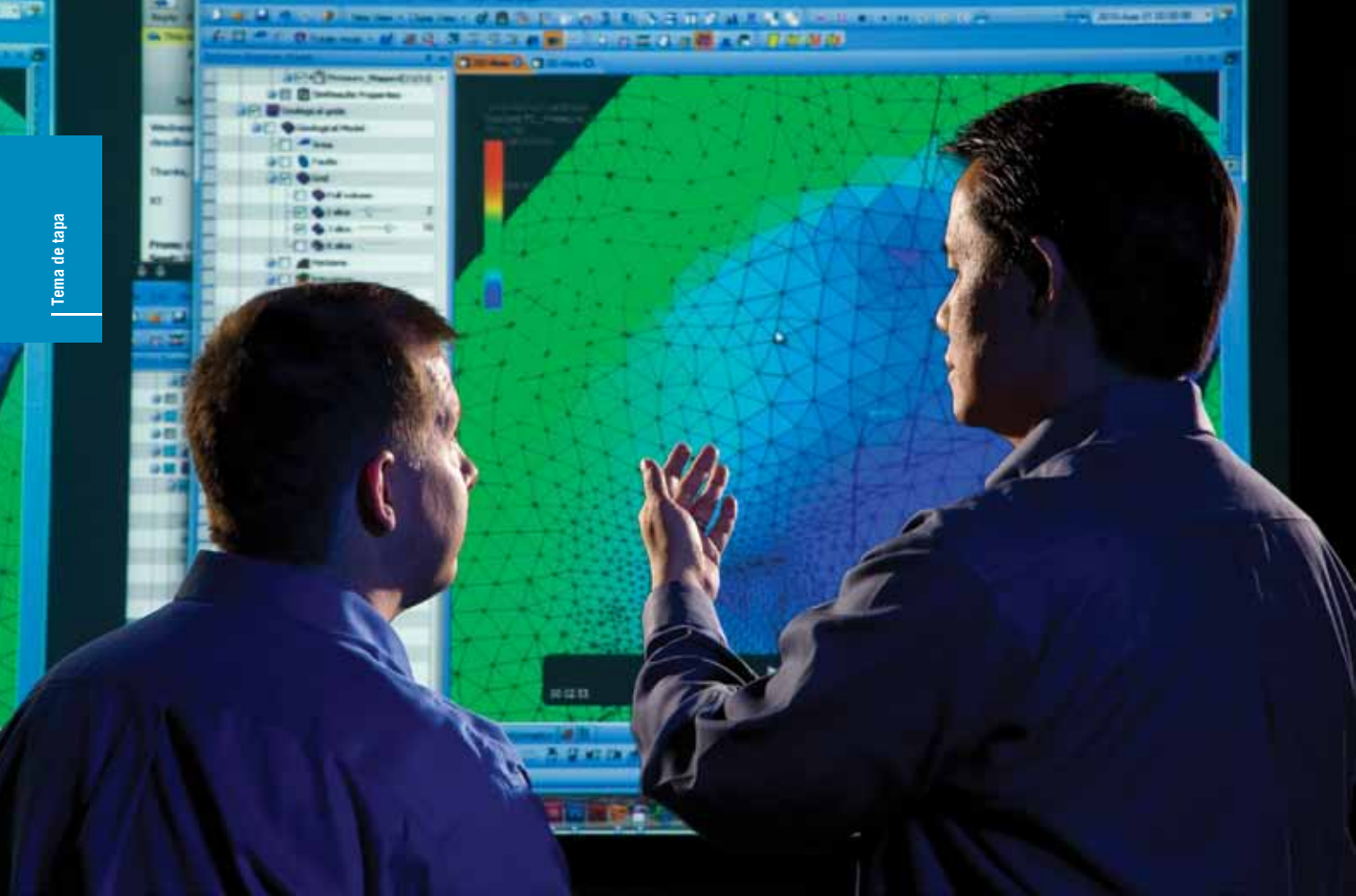
Para Total, la satisfacción sostenible de las necesidades energéticas y el dominio del impacto ambiental de sus actividades son compromisos prioritarios e inseparables. Mediante la búsqueda de nuevos recursos fósiles y renovables (como la energía solar y la biomasa), el Grupo se esfuerza por alcanzar 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 CO<sub>2</sub> en la cuenca de Lacq (Francia), Total está desarrollando una tecnología innovadora para combatir el calentamiento global.

[www.total.com](http://www.total.com)



**Nuestra energía es suya**

**TOTAL**



# Modelado y simulación de reservorios

## ¿Ciencia artesanal o artesanía científica? (una visión no técnica)

Por **Ing. Fernando Tuero**

**El modelado y la simulación se integran cada vez más en todas las etapas de la industria, sobre todo en E&P, donde constituyen una valiosa herramienta para la toma de decisiones técnicas y de inversión.**

Un alto directivo de una empresa operadora internacional, de visita por las oficinas de una de sus filiales y camino a una reunión de directorio, quedó sorprendido por la imagen que veía a través de la pared vidriada que separaba el pasillo por donde transitaba la comitiva. Impulsado por su constante búsqueda de mejorar la eficiencia en el trabajo, irrumpió en la sala, e increpó a los dos profesionales que atendían a dos pantallas planas: “¡Ya es hora de que dejen de usar las instalaciones de la compañía y su tiempo, para jugar *videogames!*...”, les dijo. Y continuó su camino hacia la reunión, reconfortado de haber aportado su grano de arena del día para optimizar la eficiencia de sus empleados y dejó a los

técnicos más sorprendidos aún, ya que en las pantallas no se veían juegos, sino que giraba en falso el modelo en 3D del mayor yacimiento de la compañía, que exhibían su gran complejidad estructural y de propiedades, con llamativos colores.

La historia podría pertenecer a la fantasía, pero es real. Tan real como que el modelado y la simulación (M&S) de reservorios se ha convertido en lo que aparentemente es uno de los más sofisticados “juguetes” con los que cuenta la industria de los hidrocarburos en las actividades de exploración y producción (E&P), pero que, en realidad, al integrar la información de las distintas disciplinas, es una verdadera herramienta que permite tomar mejores decisiones.

## ¿Qué entendemos por M&S de reservorios?

Martin Crick [1] resume el concepto de un modo muy condensado: “...es construir un modelo matemático del reservorio y usarlo para predecir, con el propósito de tomar decisiones...”. Esto abarca todo lo relacionado con el flujo completo de trabajo, desde la concepción del modelo geológico (modelado estático) de un reservorio, campo, piloto, sección conceptual, etc., hasta la definición de valor para tomar una decisión (técnica o de inversión).

Si bien esto no difiere mucho de la definición para otras partes de la industria, este artículo se focaliza únicamente al ámbito de E&P.

Los pasos para realizar este tipo de análisis no están rigidamente “tipificados” y tienen un alto grado de variabilidad de acuerdo a la información con la que se cuente y al objetivo perseguido. No obstante, y a modo de ejemplo para comprender mejor la definición expresada, se esbozan las etapas salientes de ambos (que no necesariamente ocurren en orden, ya que muchas veces son interdependientes y se retroalimentan).

### Modelado estático:

- Interpretación geofísica.
- Interpretación geológica.
- Modelado estructural.
- Modelado estratigráfico.
- Interpretación petrofísica.
- Poblado de propiedades.
- Cálculo de volúmenes originales in situ y validación.

### Simulación [2]:

- Definición (o modificación) de objetivos.
- Revisión de la información existente y adquisición o planificación de adquisición de nueva información.
- Selección de la herramienta de modelado.
- Caracterización de los reservorios objetivo (roca, fluidos e interacción entre ambos).
- Inicialización y cálculo de volúmenes in situ originales (control de calidad con los estimados durante el modelado estático).
- Escalamiento (de ser necesario).
- Ajuste histórico.
- Predicción.
- Reportes.
- Retroalimentación del modelo con nueva información.

## Problema inverso (¿el origen de todos los males?)

En pocas palabras, un “problema inverso” es aquel que se soluciona partiendo de las conclusiones hasta llegar a las causas, es decir: conocemos los efectos, pero no estamos seguros del origen. Para el caso de la simulación de reservorios, existe un número de parámetros de entrada desconocidos (por ejemplo, permeabilidad, transmisibilidad de una falla, continuidad lateral de un reservorio, etc.) que, en un grado diferente de sus posibles combinaciones, “justifican” el resultado final conocido (ejemplo: historia de producción, mediciones de presión, datos de saturación en los pozos, etc.). Este tipo de “problemas” son, en general, de alta complejidad, y sus datos contienen un alto grado de incertidumbre. De hecho, dentro de una definición matemática estricta, este tipo de problemas se denominan “mal planteados” (en inglés *ill-posed*) ya que no siempre tienen solución, esta no es única y dependen en forma continua de los datos [3].

## Simulación práctica ¿una contradicción?

Dicho lo anterior, ¿indica entonces eso que mi solución siempre estará mal? En rigor de verdad, sí. Ahora ¿podremos entonces hacer que sea práctico y útil? A no desesperar, la respuesta es un franco “sí”. La simulación sigue siendo una de las más completas herramientas que poseemos para tomar decisiones relativas a la explotación de nuestros reservorios. Por supuesto, hay que saber con qué estamos lidiando, ya que, como dijo George Box [4]: “Esencialmente, todos los modelos están mal, pero algunos son útiles”.

En primera instancia tenemos a la geología, a la geofísica y a la petrofísica que nos proporcionarán las bases para el modelado estático (geológico, 3D, etc.). Este modelo contiene implícitamente un sinnúmero de hipótesis e incertidumbres; por ejemplo: ¿serán representativos los variogramas utilizados en el poblado?, ¿usaré un modelo completo o una fracción menor para estudio?, ¿conviene 2D o 3D?, ¿debo incorporar la interpretación sísmica como una variable?, ¿tengo suficiente control de pozo?, ¿la población será por píxeles, objetos, multipunto?, ¿qué tipo de discretización areal y vertical me conviene?, ¿qué plataforma usar...?

Muchas decisiones serán tomadas en el camino, basadas en información concreta que podamos usar, y muchas otras decisiones serán tomadas por defecto y con el uso del mejor criterio posible del profesional que realice el análisis o, muchas veces, del mismo fabricante de la herramienta utilizada.

Asumamos por un minuto que hemos obtenido una o varias versiones representativas de nuestro modelo geológico.

Nos enfrentamos ahora con la segunda etapa de construcción: la del llamado “modelo dinámico” (o de simulación). Nuevamente, las preguntas brotan por doquier: ¿podré usar el estático tal cual está planteado o debo realizar un escalamiento?, ¿cuán representativas son mis funciones de saturación?, ¿usaré curvas de laboratorio, o pseudos?, ¿cuál será mi discretización y orientación

de grilla óptimas?, ¿cartesiana vs. *corner point* o vs. PEBI, etc.?, ¿LGR o no?, ¿qué tipo de simulador usaré: *black oil*, composicional, *streamlines*...?, ¿*Full field* o alguna zona para un previo análisis conceptual?, ¿las fallas serán sellantes, semi o estancas?...

Nuevamente, otras tantas decisiones serán tomadas en esta etapa del camino, algunas basadas en información concreta y otras, por defecto o uso del “mejor criterio” posible del analista o del desarrollador.

Asumamos por otro minuto que ya contamos con uno o con varios modelos dinámicos y que al menos hemos tomado “hipótesis representativas” y consistentes. Entonces, ¿cuál será el impacto de parámetros más sutiles? Por ejemplo: la iteración lineal vs. no lineal, implícito vs. explícito o vs. mixto; método de resolución de ecuaciones, celdas de 7 vs. 9 puntos, uso de histéresis, *time-steps* óptimos vs. discretización óptima, tolerancias de convergencias, errores de truncamiento, alocaión de memoria, corridas en paralelo o *multicore*, y muchos etcéteras más.

A pesar de que a priori suena abrumador, este número de grados de libertad y decisiones a tomar a la hora de definir un modelo nos permitirá realizar modelados y simulaciones que resulten prácticas y útiles, siempre que mientras analicemos e integremos la información hasta que tenga sentido; no perdamos nunca de vista el objetivo original y aceptemos las limitaciones de nuestros modelos. Después de todo, las mayores limitaciones e incertidumbres no son exclusivas de la simulación, sino que estarán presentes en cualquier análisis que queramos realizar sobre un reservorio.

## Ajuste histórico: la caja de Pandora y el “efecto IKEA”

El ajuste histórico (AH) es el proceso por el cual se ajustan parámetros del modelo geológico de manera que se reproduzcan los datos históricos (básicamente, caudales y presiones) de manera razonable.

Definitivamente, es una de las etapas más relevantes y a la vez complicadas en una simulación. Adicionalmente a la dificultad planteada por la “problemática inversa” mencionada, se suma el alto nivel de incertidumbre que existe en estos modelos dada su naturaleza y debido a la información disponible, que generalmente resulta escasa, con errores, multiescala y obtenida muchas veces con otro objetivo diferente a un estudio de este tipo.

Para obtener un AH necesitamos comparar al menos la respuesta del reservorio real (datos históricos) con la de nuestro modelo (datos simulados) y corroborar que se comportan de manera similar. Se asume que esa “similitud” se mantendrá cuando cambiemos las condiciones de operación y realicemos predicciones.

Esto nos permitirá evaluar cuantitativamente, evaluar los distintos proyectos de desarrollo para luego tomar decisiones al respecto que, si bien se pueden trabajar en etapas, con pilotos y validaciones para mitigar el riesgo, son decisiones de las que, generalmente, no hay vuelta atrás.

Y si bien existen pautas establecidas para encarar la etapa de AH que pueden encontrarse en la literatura, no

hay ni hubo históricamente un consenso al respecto en la industria. Incluso, aunque sigamos las pautas mencionadas, la complejidad y los grados de libertad involucrados en este procedimiento hacen que, en general, el equipo de geociencias encargado del AH deba “hacer camino al andar”.

Es por ello por lo que muchas veces se torna difícil desentrañar cómo fue realizado un ajuste en particular, con modelos “heredados”, sin contar con la participación activa o guía de aquellos que lo realizaron originalmente (de ahí la mención a la caja de Pandora). Es decir, sin continuidad, estos esfuerzos, en general, se pierden y hay que comenzar de cero.

Por otro lado, tampoco hay una métrica única ni aceptada en la industria para decir cuándo un ajuste se considera “satisfactorio”: la calidad de un ajuste es generalmente un concepto subjetivo. De hecho, durante las *Primeras Jornadas de Modelado y Simulación* organizadas por el IAPG en julio de 2011 en Buenos Aires, una de las discusiones más interesantes durante el panel final se planteó haciendo referencia justamente a este tema: definir cuándo una simulación se considera exitosa.

En tanto, el llamado “efecto IKEA” fue acuñado por un grupo de científicos del Massachusetts Institute of Technology (MIT) [5] luego de una serie de experimentos respecto del fabricante sueco de muebles para armar, y hace referencia a la tendencia natural del ser humano a darle mayor valor a las cosas/ideas creadas por uno mismo respecto del equivalente realizado por el otro. Es más, concluye: la intensidad de esa valoración, en la medida en que la tarea es completada satisfactoriamente, es proporcional al esfuerzo invertido.

Si volvemos al ajuste histórico, vemos que el gran esfuerzo que en general se invierte en esta etapa proporciona el caldo de cultivo ideal para el “efecto IKEA”, sobrevalorando el modelo respecto de otras técnicas o resultados. Kes Heffer [6] menciona con gran acierto en sus aportes al Technical Interest Group (TIG) [7] de la SPE de modelado y simulación que, debido a la gran dificultad en lograr un ajuste histórico, cuando finalmente lo hacemos, tendemos a pensar que tiene que estar “bien, o al menos muy cerca”.

Con este efecto en mente, es entonces muy importante prestar especial atención para no caer en aquello que, con cierta ironía, comenta Carlson en su libro *Practical Reservoir Simulation* [8]: “El uso consistente de una imagen mental, en este caso un modelo de reservorios, conlleva un peligro inherente, y es que puede volverse realidad en la mente del ingeniero de Reservorios”. Todo indica, entonces, que una forma de mitigar esto sería poder considerar no sólo aquellos parámetros de reservorios como posibles variables de entrada inciertas, sino incluso ir más atrás, e incorporar la incertidumbre desde la interpretación geofísica, la geológica y la petrofísica.

De esta manera lograremos el doble beneficio de capturar el rango de incertidumbres y su impacto en el pronóstico, minimizando el efecto IKEA, ya que necesariamente estaremos involucrando una mayor cantidad de profesionales que interactúan entre sí. Esto de alguna manera despersonaliza al modelo y alinea al grupo de trabajo en la dirección del objetivo original (toma de decisiones).

# Shale Gas

## Experiencia en Shale Gas que da resultado

© 2011 Schlumberger. Todos los derechos reservados. 11072488



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

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

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

[www.slb.com/shalegas](http://www.slb.com/shalegas)

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

# Schlumberger

## ¿Cuánto confiar entonces en nuestras predicciones?

Habiendo mostrado el panorama de limitaciones y posibles “trampas” en las que no hay que caer, cabe preguntarse entonces qué tan confiables son nuestras predicciones realizadas con esta metodología.

Hace algunas décadas, el pronóstico del tiempo era un tema bastante discutido y se decía que sus predicciones acertaban menos del 50% de las veces. Es decir, estadísticamente, con pronóstico de lluvia, convenía dejar el paraguas en casa. En nuestros días, con las nuevas tecnologías, el uso constante de infinidad de satélites y mediciones en tiempo real pareciera ser que la tendencia se ha revertido y que el pronóstico ha mejorado notablemente. La meteorología juega en clara desventaja respecto de la simulación ya que cualquiera puede corroborar sus predicciones con sólo mirar por la ventana. Sin embargo, en E&P, las comparaciones son más esquivas y a la vez polémicas, por ende, de poca difusión. En esta industria, prima la subjetividad y no existe gran cantidad de información cuantitativa que se comparta públicamente para respaldar un análisis de calidad de ajustes. De hecho, en el último foro de la SPE al respecto [9], más del 50% de los 320 asistentes contestaron que su compañía no tenía un sistema consistente cuantitativo de evaluación post mórtem de los ajustes de sus pronósticos y modelos.

Algunos dicen que “no sería correcto usar un AH para predecir algo que no se simuló, por ejemplo, predecir inyección de agua con ajuste de primaria...” [10]. Otros usan reglas empíricas como por ejemplo “no predecir más del doble del tiempo de ajuste” [11], mientras que otros reportan excelentes resultados con múltiples realizaciones de campos exploratorios sin historia alguna, como soporte para la toma de decisiones.

Como puede apreciarse, habrá casi tantas opiniones como “opinadores”. Igualmente, existen algunos resultados publicados al respecto, por ejemplo, el compartido por Gavin Longmuir en el TIG de Simulación de la SPE [12] donde se examinaron alrededor de 45 pronósticos de 20 yacimientos realizados en un período de tiempo extendido (1970-2008) involucrando un rango amplio de métodos (simulación, balance de materiales, estadísticos, etc.).

Algunas conclusiones interesantes son que: a) los errores de estimación son similares para el corto y largo plazo del pronóstico, b) los pronósticos más recientes (del 2000 en adelante) dan en general menor error (aunque se atribuye a que se trata de campos ya maduros en donde el principal método de análisis es el declinatorio) y c) que las principales causas de las divergencias son cambios de cronogramas de actividades, condiciones operativas y, en menor medida, los parámetros de reservorio y modelado geológico.

En general, el consenso es que la incertidumbre es un concepto subjetivo y que se deberá evaluar caso a caso. Igualmente, las compañías continúan adquiriendo y almacenando un gran volumen de información, múltiples realizaciones, pronósticos y comparaciones y cuentan con las herramientas necesarias para generar una masa crítica tanto de mediciones de datos como de comparaciones, que, en el futuro, permitan un análisis cada vez más representativo de la *performance* de sus predicciones (y las que tendrán que repensar su estrategia).

De esa manera, podremos, en primera instancia, construir una vara con la que comparar cuán bien o mal estamos con nuestras predicciones y, en todo caso, evaluar si no sucederá como en el caso de la meteorología, que incrementando el número y tipo de mediciones se logra mejorar sustancialmente la predicción.

### Optimización: ¿allá vamos?

Durante las últimas décadas, un gran advenimiento de técnicas matemáticas acopladas con programas de *software* [13] y equipos más poderosos han permitido que el tradicional, tedioso y único AH (por prueba y error) migre paulatinamente hacia un “proceso de optimización”, donde se obtiene una serie de ajustes que, capturando el rango de incertidumbre en las distintas hipótesis de entrada, la reflejan en los pronósticos y se puede medir su impacto en las decisiones.

Estas técnicas, al permitir el manejo de un gran número de escenarios geológicos, no sólo cuantifican la incertidumbre, sino que, además, generan una serie de AH de forma más eficiente y la posibilidad de “transferir” la incertidumbre hacia la etapa de predicción.

A pesar de estos desarrollos, el proverbio más conocido en simulación de *garbage in-garbage out* sigue en total vigencia frente a estas técnicas, y se torna irremplazable el criterio de selección de las hipótesis y espacios de variación de los parámetros de entrada por parte del equipo de geociencias a cargo de la simulación.

Innumerables ejemplos aparecen día tras día en la literatura y congresos sobre el uso y aplicación real en yacimientos, con resultados palpables en barriles adicionales del uso de estos métodos, a la vez que nuevos algoritmos son desarrollados y muchas veces, heredados de otras disciplinas científicas como las ciencias naturales. En la medida en que esta tendencia continúe y se demuestre que estos procesos ahorran tiempo y dinero, aquellas compañías que hoy no utilizan estas metodologías poco a poco se irán “contagiando” y comenzarán a adoptarlas.

No obstante, estos paquetes, junto con los de simulación y modelado propiamente dichos, tienen un costo considerable y muchas veces incluso el mero hecho de realizar un análisis de modelado y simulación representa un costo restrictivo en tiempo y dinero para ciertos yacimientos.

Por ahora, este mundo de “optimización” pareciera ser todavía un mundo para pocos, donde las productividades, el precio del crudo y del gas e incluso las características geológicas inherentes al yacimiento son una limitante para este tipo de análisis. De hecho, si nos situamos por ejemplo en la cuenca del golfo de San Jorge, muchas veces la complejidad, escala de los desarrollos y la cantidad y calidad de la información disponible hacen parecer casi impracticable esta disciplina. Sin embargo, en los últimos años, se han comenzado a vislumbrar algunos intentos de las operadoras por modelar estos esquivos reservorios para mejorar su comprensión y soportar sus inversiones mediante estas técnicas.

La esperanza está puesta en que la masificación de estas técnicas logre una penetración mayor, una concientización de sus beneficios y una disminución sustancial de sus costos y tiempos, como ocurre en general con casi cualquier tecnología nueva y útil.

# ingeniería

fabricación

construcción

servicios

www.fontanafranco.com.ar

honestidad

responsabilidad

coraje

compromiso

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

**Responsabilidad.** Uno de nuestros valores.

# responsabilidad

www.aesa.com.ar

**AESA**  
=====

## Conclusiones

El modelado y la simulación numérica han sido –y todo indica que serán por un largo tiempo más– una especie de arte. Y pese a los enormes avances tecnológicos y esfuerzos por esbozar y unificar los flujos de trabajo, se mantiene un grado importante de complejidad y subjetividad.

Estas se encuentran tanto en la construcción de los modelos como en el juzgamiento de su calidad como herramienta de pronóstico y están vinculadas al gran número de decisiones e hipótesis que deben tomarse a lo largo del flujo de trabajo, a la incertidumbre asociada a los datos de entrada y a la complejidad de lo que se quiere representar (nada menos que a la Naturaleza y a nuestra interacción con ella).

Esta subjetividad y complejidad serán temas con los cuales deberemos lidiar a diario y sin claudicar, ya que el modelado y la simulación siguen siendo las herramientas más versátiles con las que contamos hoy para tomar nuestras decisiones técnico-económicas a la hora de evaluar y desarrollar un yacimiento.

De esto se desprende la importancia de que la industria trabaje incansablemente en formar geocientíficos que:

- Comprendan las hipótesis y limitaciones que manejan sus modelos, y no se identifiquen con ellos ni se convenzan de que es la realidad.
- Utilicen e integren toda la información que puedan conseguir (y la que no puedan conseguir también) y que interactúen continuamente con sus pares en las disciplinas que producen estas “piezas” de información.
- Mantengan vivos a sus modelos, es decir, que les den continuidad retroalimentándolos con nueva información a lo largo de la vida y aprendan de los desajustes.
- Y, por sobre todo, que estén capacitados para transmitir todo esto (sin abrumar ni abrumarse con tecnicismos) a quienes, en definitiva, serán los usuarios finales, es decir, los tomadores de decisiones. ■

## Glosario

*Corner point*: categoría de grillado que permite celdas de-

formadas, para su mejor adaptación a las características geológicas.

*Black oil*: tipo de modelo de fluido para un simulador que utiliza dos fases: una para el agua y otra con dos (pseud) componentes para modelar el petróleo y el gas.

*Streamline*: simulador de líneas de flujo.

*Full field*: se denomina así cuando se intenta modelar el campo completo, hasta los límites conocidos.

*Time steps*: intervalos de tiempo en el que se resuelven las ecuaciones diferenciales para el modelado del flujo en el medio poroso. La solución de un intervalo determina la condición inicial para el intervalo de tiempo siguiente.

*Multicore*: utilización de múltiples núcleos o computadoras en paralelo, para resolver problemas de gran tamaño o complejidad (que tardan mucho tiempo en correr).

*PEBI*: sigla de Paralel Bisector, tipo de celda irregular también conocida como Voronoi cuyos límites son perpendiculares a las líneas, que unen sus nodos en ambos lados de cada límite.

*LGR (Local Grid Refinement)*: es una metodología de refinamiento de grilla local utilizada, en general, para representar mejor el flujo en zonas con pozos o de cambios sustanciales de saturaciones o presiones.

*SPT Group*: compañía escandinava, creadora de varios *software* para la industria como OLGA, DrillBench, MEPO, etcétera.

*MEPO*: software de la Cía. SPT Group para optimización de procesos, simulación de multiplicidad de escenarios, ajuste histórico asistido, etcétera.

## Referencias

- [1] Principal y Product Champion Reservoir Engineer en Schlumberger y miembro del comité editorial de la revista *Journal of Petroleum Technology*.
- [2] Modificado de Mattax & Dalton, *Reservoir Simulation*, 1990, Monograph, vol. 13, SPE, p. 3.
- [3] Lavrente, M. and V. Romanov, *Ill-Posed Problems*

## Plataformas en el mercado

Dada la alta importancia que dan las empresas del sector a este tipo de tecnología, así como la creciente frecuencia en su uso, las grandes compañías operadoras han desarrollado sus propios simuladores. Por ejemplo:

- SHELL: SDM.
- CHEVRON: Cheers e Intersect.
- EXXON MOBIL: GP-Model.
- El DOE (Estados Unidos): Boast.

De hecho, las plataformas son cada vez más completas e integradoras, aun así las principales compañías de servicios tienen una rama exclusiva de consultoría en simulación y *software* específico de modelado.

- Schlumberger SIS: Petrel RE, Petrel G&G, Eclipse, Frontsim, Mangrove, Intersect.
- Weatherford: PanSystem, ReO, WellFlo and MatBal.
- Halliburton: VIP (Nexus).
- Paradigm: GoCad.
- Beicip-FranLab: PumaFlow.
- Coats Engineering: Sensor.
- CMG Group: CMG – Stars.
- KAPPA: Ecrin Suite.
- Petroleum Experts: MBAL, Reveal.
- THOMAS Than: Exodus 3d.
- Baker-SMT: Jewel Suite.
- ROXAR Group: Roxar, Tempest.
- Gemini Solutions Inc.: Merlin.



of *Mathematical Physics and Analysis*, American Mathematical Society, 1980, p. 1.

- [4] Kent, 1919) Reconocido estadístico británico.
- [5] Cardoso, M., *History Matching and Forecasting*, SPE, en *Journal of Petroleum Technology*, April 2011, p. 96.
- [6] Director de Reservoir Dynamics Ltd., Moderador del TIG de Simulación de la SPE y miembro honorario de la HW University, Edinburgh
- [7] Siglas de Technical Interest Group de la SPE, el mayor foro de difusión de la disciplina para la industria.
- [8] Carlson, M., *Practical Reservoir Simulation*, Penwell Books, USA, 2003.
- [9] *SPE Forum on Production Forecasting*, Oct. 2009, Cádiz, España.
- [10] Comentario de Stan Thurber en el TIG de Simulación de la SPE.
- [11] Comentario de Hank Van Poolen.
- [12] Longmuir, G., *Forecast vs Reality Extended Database*,
- [13] Si bien existen *software* específicos (ejemplo: MEPO del SPT Group) muchas de las grandes operadoras tienen sus propios paquetes desarrollados internamente, mientras que otras lo ofrecen como parte de módulos de simulación (ejemplo: SimOpt, de SLB).

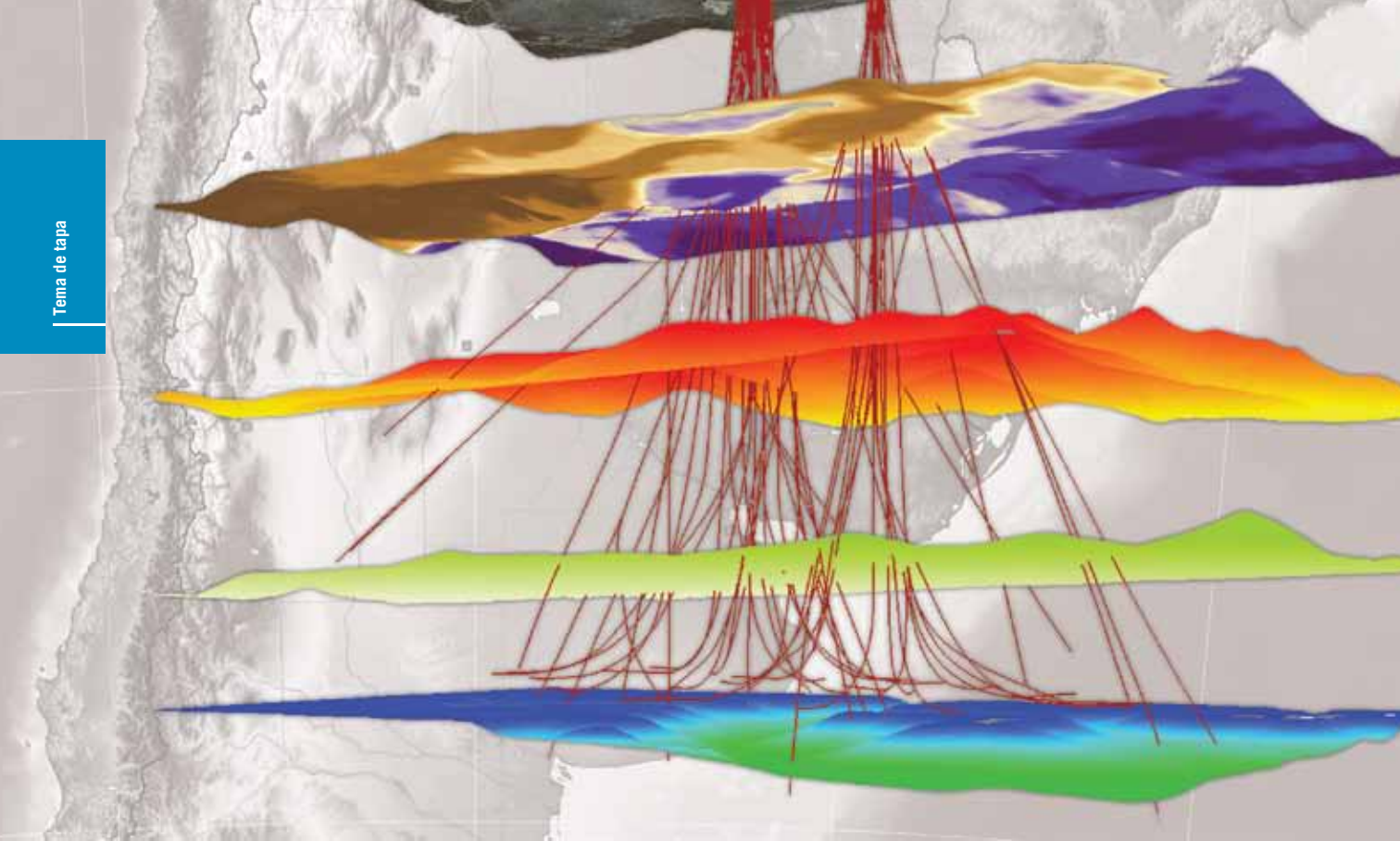
**Fernando Tuero** es ingeniero en Petróleo por el Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA) y MSc en Ingeniería en Petróleo por el ISE (Madrid, España) y la Universidad Heriot-Watt (Edimburgo, Escocia). Cuenta con más de 10 años de experiencia en la industria. Actualmente es vicepresidente de VYP Consultores S.A., donde ha realizado y conducido distintos análisis de caracterización de reservorios, delineación de planes de desarrollo, simulación numérica, auditoría de reservas y evaluación de activos petroleros y gasíferos dentro de la Argentina, Venezuela, México, Chile, los Estados Unidos e India. Ha sido ingeniero de petróleo en empresas como Shell CAPSA, Compañía General de Combustibles (CGC) y Repsol YPF como soporte técnico para la evaluación de nuevos negocios en la Argentina y otros países como Ecuador y Guatemala. Asimismo, participó en la elaboración de propuestas licitatorias para Bloques en la Argentina y en operaciones de producción, optimización de producción, diseño de instalaciones, seguridad y medio ambiente en las que se desempeñó como ingeniero de campo en la cuenca Neuquina y del golfo de San Jorge. Colaboró en la preparación y ha dictado distintos cursos de simulación numérica, desarrollo de yacimientos y de waterflooding para empresas operadoras e instituciones educativas. Adicionalmente, ha publicado artículos técnicos y participa activamente como miembro de la Comisión de Producción del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG) y es socio de la SPE (Society of Petroleum Engineers).

## Jornadas de simulación en el IAPG

La importancia del modelado y de la simulación como asistentes en diversas áreas de la industria se ha extendido tanto que en otros países ya es parte de material académico y una sección fija en las revistas más importantes de la industria.

Teniendo en cuenta eso, en 2011 el IAPG organizó las Primeras Jornadas de Simulación. Su lema fue "El proceso de Modelado y Simulación de Reservorios y Sistemas de Producción como herramienta para la toma de decisiones en la industria del Petróleo y del Gas", si bien su uso se extiende a otras áreas como redes de ductos, entre otros. El éxito de estas primeras jornadas (asistieron más de 100 personas) así como los avances en la materia dentro y fuera del país llevan a *Petrotecnia* a difundir esta herramienta.





# Visión retrospectiva de la simulación numérica en la Argentina

Por *Ernesto Mendoza*

**El presente trabajo es una revisión de los inicios de la simulación numérica aplicada a ingeniería de reservorios en la Argentina, los cuales se remontan a más de 40 años, con significativos avances en las décadas de 1970 y 1980 gracias a los vertiginosos adelantos de la informática en el mundo.**

Los más jóvenes pensarán que la simulación numérica de reservorios se inició en la década de 1980, cuando comenzaron a llegar las ofertas de las compañías extranjeras para aplicar sus simuladores en nuestros yacimientos. Me refiero a las estadounidenses Scientific Software-Intercomp o Intera; la canadiense CMG (Computer Modelling Group) o la francesa Beicip-FranLab, como ejemplo de las más reconocidas.

Pero haciendo un poco de historia, se verá que el modelaje de yacimientos es una preocupación mucho más antigua. En el ámbito de la ingeniería de reservorios, por ejemplo, siempre se buscó ayudar a los ingenieros a desarrollar técnicas para un mejor conocimiento y toma de decisiones del modo más eficiente y económico para explotar los yacimientos. Puede mencionarse el trabajo que se desarrollaba en los laboratorios de YPF en Florencio Varela, donde en la década del 60 se hacían modelos de cubas potenciométricas, redes RC (resistencia-capacitancia), entre otros, para estudiar el yacimiento Viscachera en Mendoza. En esa época era lo más avanzado: modelos analógicos.

Se había desarrollado la teoría de flujo multifásico de fluidos en medios porosos, que se describe por un sistema de ecuaciones no lineales en derivadas parciales, las cuales combinan el principio de conservación de materia, la ecuación de estado y la ley de Darcy. Estas ecuaciones no tienen solución analítica para los casos prácticos y sirven sólo para los muy simplificados que implican propiedades uniformes y geometrías ideales que no pueden ser usados en yacimientos reales.

Una década antes se había comenzado a fabricar computadoras para uso civil y comercial (IBM), lo que dio la oportunidad a matemáticos y científicos de desarrollar técnicas numéricas para resolver muchos problemas inviados por otros medios. El mundo petrolero no fue ajeno a este progreso, y mucha gente empezó a publicar sus avances en los Estados Unidos. Comenzó una verdadera competencia científica que se manifestaba por el creciente número de *papers* que se presentaban en los congresos anuales de la SPE (Society of Petroleum Engineers).

## Principales contribuciones en simulación numérica, finales de 1960

Los autores coinciden en que la era de la simulación numérica de yacimientos fue iniciada por Bruce y col., en 1953 [1], con un modelo para simular el flujo unidimensional de gas en medios porosos. Se estudiaron casos de flujo radial y lineal, y las soluciones fueron presentadas en forma gráfica como funciones de parámetros adimensionales.

Por su parte, el primer artículo sobre inyección de agua fue publicado por Douglas, Blair y Wagner en 1958 [2]. El método presentado se aplica a flujo unidimensional de fluidos incompresibles e incluye el efecto de presión capilar, pero desprecia la gravedad. La aplicación estuvo limitada por las restricciones a geometría unidimensional y la omisión de ciertas variables importantes.

El año 1959 trajo un gran avance en las posibilidades de simulación, porque se introdujeron las técnicas usadas posteriormente. En ese año, Douglas y col. [3] publicaron un método para resolver problemas en dos dimensiones y dos fases en yacimientos con varios pozos y de forma arbitraria. Se tiene en cuenta las influencias de permeabilidad relativa, viscosidades, gravedad y presión capilar, en un simulador capaz de calcular eficiencias de barrido y de desplazamiento. La técnica numérica utilizada en este modelo es el bien conocido procedimiento implícito de direcciones alternadas (ADIP).

En 1961, Stone y Garder [4] publicaron un trabajo en el que presentaban un nuevo método conocido como implícito en presiones y explícito en saturaciones (IMPES), posteriormente su utilización se extendió en muchos simuladores debido a la facilidad de programación.

En 1961, Coats y col. [5] presentaron un método para ampliar las posibilidades de simulación a flujo tridimensional de petróleo y gas, en el cual el gas es soluble en el petróleo. Contribuciones adicionales de este artículo fueron la noción de equilibrio vertical en yacimientos de poco espesor, y el uso de pseudocurvas de permeabilidades relativas y de presión capilar en la aproximación bidimensional del flujo tridimensional en este tipo de yacimientos.

En 1968 Stone [6] publicó un nuevo método iterativo llamado procedimiento fuertemente implícito (SIP), aplicable a la solución de las ecuaciones de flujo. Este procedimiento da una mejor convergencia a la solución verdadera para una gran cantidad de problemas que la obtenida por los métodos previamente disponibles. El método hizo la simulación de yacimientos altamente heterogéneos y de geometría compleja mucho más confiable que como había sido posible hasta ese entonces.

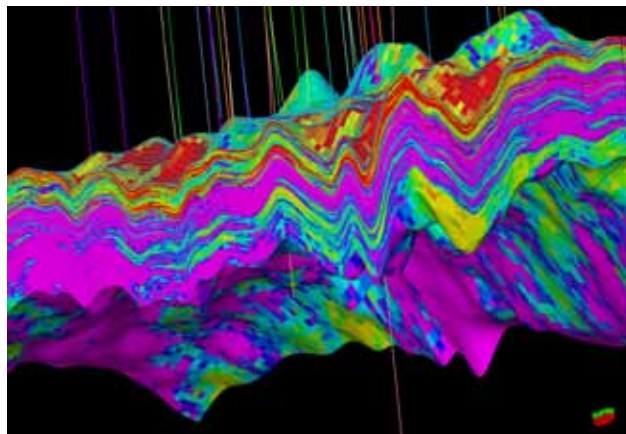
## Hito para yacimientos

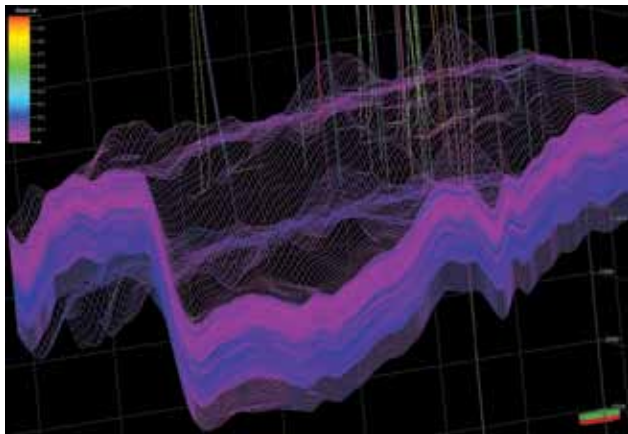
En 1968, con la realización del *Primer Simposio de Simulación Numérica de Yacimientos*, tuvo lugar un explosivo adelanto en tecnología de simulación. Entre los muchos trabajos presentados en este evento, hubo dos que extendieron la capacidad de la simulación al caso de flujo simultáneo de tres fases, incluyendo efectos de gas en solución.

Estos trabajos fueron el de Perry y Herron [7], aplicable a flujo bidimensional, y la serie de artículos presentados por Breintebach y col., [8, 9 y 10], que describen un simulador tridimensional, trifásico y los métodos de solución asociados.

Uno de los problemas más difíciles en simulación son aquellos que involucran flujo convergente a altas velocidades, tales como conificación de agua o gas. Todos los modelos de simulación usaron las permeabilidades relativas evaluadas al nivel de tiempo conocido o viejo, debido principalmente a la dificultad de resolver las ecuaciones multidimensionales que resultan si se usa el nuevo nivel de tiempo para evaluar las permeabilidades relativas.

Un artículo de Blair y Weinaug [11], publicado en 1969, establece definitivamente que las inestabilidades asociadas con los problemas de conificación pueden evitarse evaluando las permeabilidades relativas implícitamente, o sea, al nuevo nivel de tiempo. Poco tiempo después se demostró que el concepto de permeabilidades relativas semi-implícitas (la linealización de la relación permeabilidad relativa/saturación en cada intervalo de tiempo) conduce a suficiente estabilidad de la solución, mientras que también conduce a un sistema de ecuaciones relativamente fácil de resolver. Letkeman y Ridings [12], MacDonald y Coats [13] y Nolen y Berri [14], presentaron artículos que muestran cómo este concepto puede ser aplicado a la solución prácti-





ca de problemas de conificación y de otros problemas que envuelven altas velocidades de flujo.

En 1970, Stone [15] publicó un artículo que resuelve una característica altamente deseada para estos modelos trifásicos; se trata de un método de estimar permeabilidades relativas a tres fases, petróleo, gas y agua, utilizando datos de sistemas bifásicos agua-petróleo y petróleo-gas. El método es aplicable tanto a sistemas fuertemente mojados por agua como por petróleo.

En 1971, Watts [16] publicó un método para hacer sobre-relajación por líneas, que compite con el procedimiento fuertemente implícito cuando se aplica a problemas anisótropos.

Las pseudocurvas de permeabilidad relativas pueden usarse para hacer aproximaciones bidimensionales de comportamientos tridimensionales o unidimensionales de bidimensionales. Pseudocurvas, relacionadas al concepto de equilibrio vertical, fueron extendidas por Coats y col., en 1971 [17]. Se sugirió un grupo adimensional como un criterio para establecer la validez del concepto de equilibrio vertical en yacimientos de espesores altos, o en yacimientos donde la zona de transición capilar es una fracción pequeña del espesor. Otro artículo relacionado con el uso de pseudocurvas en sistemas que no satisfacen el concepto de equilibrio vertical es el presentado por Hearn [18] en 1971 para el caso de inyección de agua en yacimientos estratificados.

Un desarrollo más reciente en simulación es el método de solución secuencial (SEQ) altamente estable para resolver las ecuaciones de flujo. Por primera vez, la solución secuencial dio la estabilidad previamente asociada con la solución simultánea. La solución secuencial no es sólo computacionalmente más eficiente que la solución simultánea, sino que permite el uso de algoritmos de simulación que son más eficientes cuando se aplican a yacimientos heterogéneos de forma irregular, que normalmente son problemáticos de simular. Este método y su programa asociado fueron descritos en el trabajo presentado por Spillette y col. [19] en 1973.

La mayoría de las simulaciones numéricas son realizadas con modelos para sistemas de petróleos negros, los cuales suponen que los hidrocarburos del yacimiento consisten en dos componentes solamente, petróleo y gas. Nolen [20] presentó un artículo que describe la simulación

composicional de yacimientos de petróleo y gas considerando la distribución de los componentes intermedios entre las fases petróleo y gas. En el mismo año, 1973, Cook y col. [21] presentaron una modificación de los modelos de petróleos negros que puede ser usada para aproximar efectos composicionales durante inyección de gas.

Finalmente, un buen número de autores ha contribuido a la tecnología de simuladores para procesos de recuperación térmica. Gottfried [22] describe un modelo matemático para combustión convencional. Por su parte, Spillette y Nielsen [23] tratan el tema de la inyección de agua caliente en dos dimensiones. Shutler [24] publicó artículos sobre simulación de inyección continua de vapor, y Coats [25] ha presentado dos artículos sobre la simulación de inyección de vapor.

Muy brevemente, este era el estado de avance del modelado de reservorios cuando empezamos a trabajar sobre el tema.

## Estudios de la Universidad Nacional de Cuyo

En 1966, la Escuela Superior en Combustible de la Universidad Nacional de Cuyo (UNC) fue jerarquizada a Facultad. Tras su reorganización, el decanato creó la Dirección de Estudios Tecnológicos e Investigaciones (DETI) con el objetivo de realizar tareas de investigación en el área petrolera.

En 1997 quien esto escribe fue contratado con dedicación exclusiva para integrar ese grupo de trabajo junto con Humberto Najurieta, licenciado en Física. No existían directores que supervisaran los trabajos de investigación. Con referencia a mis antecedentes, debo decir que me gradué con el título de Ingeniero Químico, en la Facultad de Ingeniería de la UNLP, y había sido investigador becado por el Conicet por años. Entre otras cosas, traía formación en programación de computadoras ya que había aprendido el lenguaje Fortran IV y había usado la primera computadora de La Plata, una IBM modelo 1620 para resolver ecuaciones diferenciales ordinarias aplicadas al diseño de reactores químicos.

Inicié el estudio de las técnicas numéricas más sencillas publicadas en la bibliografía de esa época. La mayor dificultad, además del programa, era que la UNC no disponía de ninguna computadora en la provincia. En San Juan, la Facultad de Ingeniería había recibido una máquina de IBM modelo 1130, con una memoria ram de solo 8 kbytes, para fines docentes y muy limitados recursos. En los comienzos de la década de 1970, los programas se perforaban en las clásicas tarjetas IBM. En una máquina perforadora, se preparaba el lote de tarjetas que luego se hacían leer y procesar por el computador. Había que depurar los programas en cuanto a la sintaxis y corregir el *flow sheet* de cálculo. Todo ello demandaba muchas horas de trabajo, y los viajes a San Juan fueron innumerables. Las cajas traían 2000 tarjetas y, una vez perforadas, no eran recicladas, iban a la basura. Los resultados del cálculo se obtenían en forma impresa en hojas continuas de 136 caracteres. Para tener resultados graficados en el plóter, se debía preparar un programa con ese fin.

# Incremente la seguridad, fiabilidad y productividad de su negocio con nuestras soluciones digitales para campos petroleros.



Reduzca su OpEx: optimice su volumen de producción y eficiencia energética con nuestras tecnologías de control e integración de datos

## Imponiéndose a los retos energéticos

Incrementar el desempeño de su campo de petróleo y gas va mucho más allá de incrementar el volumen de producción. Usted debe asegurar la continuidad de los procesos mientras mantiene los costos bajo control. Pero también debe cuidar de la gente, los activos y el medio ambiente. Schneider Electric™ le provee de soluciones probadas, de punta a punta, que le ayudarán a hacer de la producción digital en campos de petróleo y gas una realidad.

## Control a fondo

Nuestras soluciones a la medida son únicas, adaptables y escalables, listas para dar respuesta a las necesidades específicas de su negocio. Integrar de manera inteligente potencia, automatización, seguridad y telecomunicaciones, resulta en mayor visibilidad y control en la continuidad de los procesos. La integración de nuestros equipos de maniobra de potencia, sistemas de control y protección de redes, sistemas de seguridad y las comunicaciones disponibles con protocolos abiertos hacia los usuarios, ayudan a mantener conectados y controlados los yacimientos con las oficinas centrales y/o centros de operaciones de sistema, permitiendo así, el desarrollo de análisis de datos históricos y en tiempo real. Esto le ayudará a reducir sus tiempos de inspección en sitio hasta en un 80%, reducir sus costos de mantenimiento hasta en 40% e incrementar su eficiencia energética hasta en 20%.

## Unifique su estrategia

Las arquitecturas modulares facilitan el acceso a la información e incentivan a los ingenieros y accionistas de la empresa a trabajar en conjunto para optimizar resultados. Póngase en contacto con Schneider Electric y permítanos ayudarle a convertir su campo de petróleo y gas en un campo de alto desempeño.



¡Descargue GRATIS el brochure "Soluciones para la industria de Oil & Gas" y participe por un iPad 2!

Visite [www.SEreply.com](http://www.SEreply.com) Código 11577H

## EcoStruxure™

Presentamos la arquitectura de sistemas EcoStruxure™, un enfoque de soluciones basado en las necesidades de la industria de petróleo y gas que combina tecnologías de punta para gestionar de manera integral el uso de la energía y la optimización de procesos.

**Optimización** – La protección y el control de levantamientos artificiales incrementa la producción y el ciclo de vida de los equipos.

**Administración Eléctrica** – Distribución eléctrica completa, monitoreo, protección y control que garantizan la continuidad y seguridad del servicio.

**Automatización de Procesos** – Control y recopilación de datos que optimizan procesos y reducen gastos de mantenimiento.

**Administración de la Energía** – El EMCS analiza y controla consumo, costos y emisiones, mientras ayuda a mejorar la calidad y confiabilidad de la energía.

**Control de Seguridad** – El control de accesos, control de intrusos y videovigilancia minimizan las amenazas externas y los tiempos de inactividad.

**Make the most of your energy™**

**Schneider  
Electric™**

Producto de ese trabajo se escribieron los siguientes informes:

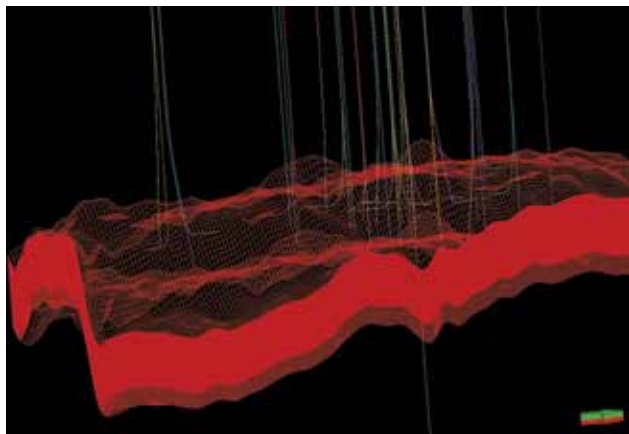
- Mendoza, E. J., *Ecuaciones Diferenciales en Derivadas Parciales – Resolución Numérica*, Serie B, N°1, Facultad de Ingeniería de Petróleos. UNC, 1969.
- Mendoza, E. J., *Comportamiento Dinámico de Yacimientos Ideales*, Comunicación Interna. FIP –UNC, 1970.
- Mendoza, E. J., “Simulación Matemática de los Frentes de Inundación de un Reservorio Bidimensional”, *1.º Simposio de Recuperación Secundaria de Petróleo y Gas*, Mendoza, septiembre, 1970.
- Mendoza, E. J., “Simulación Numérica del Flujo de Dos Fluidos Inmiscibles en un Medio Poroso Bidimensional”, *IIº Simposio de Recuperación Secundaria de Petróleo y Gas*, Bariloche, noviembre, 1973.

En 1972 se incorporó el ingeniero de petróleo Alberto G. Mezzatesta, con quien trabajamos en equipo por más de 10 años. Se trabajó en dos líneas: el estudio y formulación de las ecuaciones de difusión en medios porosos en diferencias finitas, y el desarrollo de técnicas para la integración de dichas ecuaciones. Los trabajos continuaron según el siguiente informe:

- Mezzatesta, A. G., *Ecuaciones de Difusión en Medios Porosos*, Comunicación Interna, FIP-UNC, 1974.

En este estudio se analiza en forma integral, flujo monofásico, diferenciando los casos de flujo compresible e incompresible. Más adelante se analiza el flujo bifásico, estudiando los casos de inmiscibilidad total y miscibilidad parcial. Finalmente, analiza el caso de flujo trifásico, donde una de las fases es inmisible y las otras dos, parcialmente miscibles entre sí. En todos los casos se hace un análisis para dos y tres dimensiones del espacio.

En esas primeras épocas, pudimos trabajar de favor con una computadora perteneciente al Instituto Nacional de Vitivinicultura, GE Serie 400, instalada en la ciudad de Mendoza. Otra alternativa fue el empleo de la computadora IBM Modelo 360 de la Universidad Tecnológica Nacional, instalada en el Centro de Cómputos en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Semanalmente se enviaban los programas (conjunto o mazo de tarjetas perforadas IBM), por correo interno de la UTN y luego de procesarlos, regresaban con los resultados. Se realizaron los siguientes trabajos:



- Mezzatesta, A. G. y E. J. Mendoza, *Modelo Numérico de Flujo de Agua que Circula Bajo una Presa*, solicitado por la Empresa Agua y Energía, 1974.
- Mendoza, E. J. y A. G. Mezzatesta, *Resolución Numérica de la Ecuación de Flujo de Calor*, en *Tres Dimensiones del Espacio*, Comunicación Interna, FIP-UNC, 1975.

En 1975 se desarrolló un simulador numérico para un yacimiento de gas seco. Empleando el concepto de potencial real de gas, se estudia la ecuación de difusión en un medio poroso, que representa el comportamiento de un yacimiento de gas seco. La resolución de EDP se efectúa por la técnica aproximada de diferencias finitas. Los sistemas de ecuaciones algebraicas resultantes fueron resueltos por el Procedimiento Implícito de Dirección Alternada (ADIP) y el algoritmo de Thomas para matrices tri diagonales.

- Mezzatesta, A. G. y E. J. Mendoza, *Simulación Numérica de un Yacimiento de Gas Seco*, Comunicación Interna, FIP-UNC, 1975.
- Larriqueta, C., *Modelo Numérico Bidimensional para Monofase Gaseosa*, Comunicación Interna, FIP-UNC, 1975.

En 1976, fui becado por Conicet para trabajar en el Instituto Mexicano del Petróleo (México). El propósito fue desarrollar un simulador numérico con tres fases móviles en dos y tres dimensiones. La formulación de las ecuaciones en diferencias finitas responde a un esquema de solución simultánea implícito en presiones y saturaciones y explícito en transmisibilidades. El sistema así planteado resulta 3 incógnitas por celda. La técnica numérica empleada fue el ADIP. Se trabajó con una computadora UNIVAC-1106. El simulador fue ensayado con datos del Campo San Andrés, México, uno de las acumulaciones de hidrocarburos más grande del país. Incluye la historia de producción/inyección de 326 pozos y 18 años. El área del yacimiento fue dividida en 23 celdas en la dirección X por 32 celdas en la dirección Y, lo que totalizó 736 celdas. El proceso requiere 76 *Keywords* de memoria ram. El informe final fue:

- Mendoza, E. J., “Simulación Numérica de la Explotación Primaria y Secundaria de Yacimientos de Petróleo con Tres Fases Móviles, en Dos y Tres Dimensiones”, *Publicación N° 77BH/214*, Instituto Mexicano del Petróleo, 1977.

## La década de las aplicaciones

Hacia finales de 1970 comenzó un cambio en la actividad petrolera del país. La empresa estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) llamó a licitación para dar la operación de muchos campos a empresas privadas. La actividad privada comenzó a tener relevancia y, en ese contexto, se funda Inlab S.A., empresa de servicios de ingeniería y laboratorio. Fuimos convocados para trabajar en la Gerencia de Ingeniería y nos motivaba el hecho de poder aplicar las técnicas desarrolladas durante tantos años en un ámbito académico.

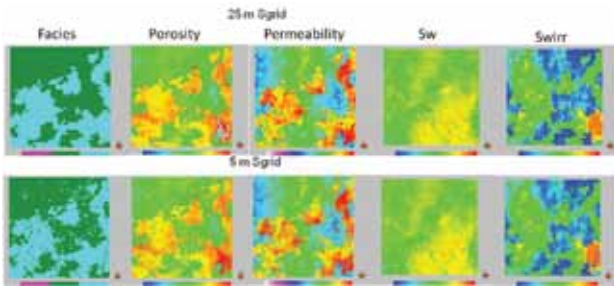
La empresa adquirió una computadora Hewlett-Packard cuyas facilidades eran una memoria de 64 kbyte, 2 unida-



# Tecpetrol

Energía que crece

[www.tecpetrol.com](http://www.tecpetrol.com)



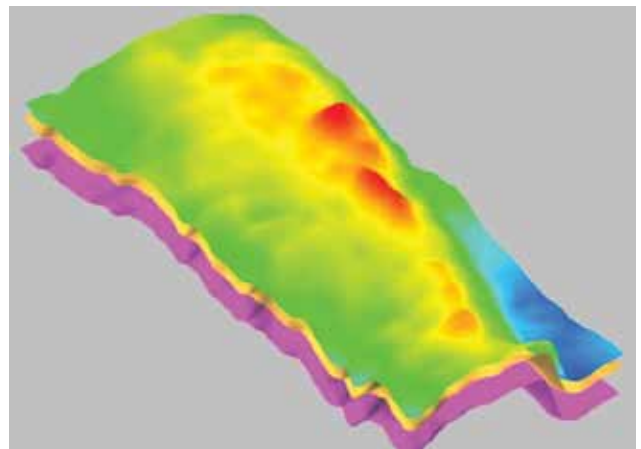
des de cinta para cintas de 2.400 pies de longitud, discos externos intercambiables de 2.5 Mbytes, un graficador de 4 puntas e impresora de línea. Completaban el equipo, terminales de video alfanuméricas y gráficas para los usuarios. Se unió al equipo el Ing. Julio García Rivero, y años más adelante, el Ing. Jorge Valle.

A continuación, se mencionan brevemente los trabajos más interesantes desarrollados en 1980.

- 1.- Yacimiento Lindero Atravesado – Formación Sierras Blancas/Lotena: se desarrolló un modelo bidimensional de gas seco aplicando el concepto de potencial real. La preparación de la información se llevó a cabo sobre la base de mapas estructural e isopáquico. El sistema de celdas se preparó en forma manual, extendido sobre los mapas. El sistema de celdas fue de 13x27, de dimensiones variables desde 250 a 1200 m de lado. En el modelo se localizaron 12 pozos y se ajustaron 10 años de historia. El objetivo de este estudio fue la evaluación de reservas y el estudio de alternativas de desarrollo. Para la resolución numérica se emplearon los algoritmos Bandsolve y SIP. Se trabajó en el desarrollo de programas de visualización 3D de datos matriciales y de resultados. También se preparó un modelo en coordenadas cilíndricas para interpretar ensayos de pozo tipo *build-up* e isocronal.
- 2.- Yacimiento Cerro Bandera – Formación Petrolífera: se modeló el yacimiento con un simulador tipo *black oil*, de 3 fases en 2 dimensiones, con una formulación tipo Impes, para estudiar proyectos de inyección de agua. La preparación de los datos, incluyendo el sistema de celdas, se hizo en forma manual. El sistema de celdas fue de 18x45 de dimensiones variables. Las técnicas de resolución fueron ADIP y SIP. En el proceso de preparación de datos de producción, se preparó una base de datos de producción de 180 pozos y 20 años de historia, que fue usado en las corridas de ajuste de la historia. La ejecución del simulador consistía en una secuencia de “subrutinas enlazadas”, que podían residir en la memoria del computador.
- 3.- Yacimiento Barrancas – Conglomerado Rojo Inferior: el estudio tuvo como objetivo implementar un modelo que represente el yacimiento Barrancas a fin de estudiar particularmente su comportamiento frente a diferentes programas de inyección de agua. El trazado del sistema de celdas se obtuvo trazando una malla ortogonal sobre un mapa de ubicación de pozos en el campo. Se fijó, como condición de diseño del sistema de celdas resultante, que como máximo hubiera un pozo por celda, por lo que se usó un espaciamiento variable. El resultado fue un sistema de 23x30 celdas.

La historia de producción comenzó en 1951 y en total se consideraron 180 pozos productores/inyectores. Se definieron celdas que simulan el acuífero para representar la intrusión natural que muestra en yacimiento en algunos pozos perimetrales. Dada las características PVT del petróleo, se usó una formulación IMPES para 2 fases en 2 dimensiones. Se emplearon como técnicas de resolución ADIP y SIP. Se ensayaron varios esquemas para los pronósticos que se extendieron 10 años. Todo el conjunto de programas y datos fue transferido al Sistema Honeywell Bull DPS-8 de YPF.

- 4.- Yacimiento Señal Picada – Formación Quintuco: se desarrolló un modelo tipo *black-oil* de 3 fases en 2 dimensiones multicapa. El sistema de celdas fue 22x37x6. Cada nivel o capa fue calculado independiente de los otros, conectados a través de los pozos, especificando la producción/inyección en cada incremento de tiempo. Para cada pozo, la producción por capa se calculó por la relación de movilidad del petróleo en cada una de las capas que estaban punzadas. La historia de producción fue de 24 años y un total de 263 pozos productores/inyectores, según las fechas. El objetivo del estudio fue la extensión del proceso de recuperación secundaria. El trabajo previo de preparación de las bases de datos de producción/inyección mensual por pozo y la lectura de los legajos de pozo para definir niveles de punzados originales y reparaciones sucesivas fue realmente complejo para digitalizar en su momento. La técnica de solución del sistema de ecuaciones en diferencias finitas fue por ADIP. El conjunto de programas y datos fue instalado y probado en el sistema Honeywell Bull DPS-8 de Sede Central de YPF.
- 5.- Yacimiento Piedra Clavada – Zona XIX-Sur: el modelo desarrollado buscó ensayar y optimizar el proceso de recuperación secundaria implementado en el yacimiento. Se usó una formulación de 3 fases en dos dimensiones, multicapas, IMPES, un sistema de celdas areales de 29x14 y 10 verticalmente. Tres alternativas de resolución: ADIP, SIP o Bandsolve. Se incorporó el concepto de presión de saturación variable para tener en cuenta la corrección de gas libre contenida en cada celda. Se consideraron 40 pozos y 25 años de historia. La distribución de caudales por





# Una Industria Argentina para el Mercosur



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



#### **BUENOS AIRES**

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

#### **PLANTA NEUQUÉN**

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

#### **PLANTA BAHÍA BLANCA**

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



- capa se hizo por movilidades o por presión de fluencia.
- 6.- Yacimiento Campo Durán – Formación Tupambi: el objetivo en el desarrollo de este modelo fue analizar el comportamiento del yacimiento frente a un proceso de reinyección de gas seco y su empleo para almacenamiento de gas. Se consideraron 43 pozos en total y 33 años de historia. El yacimiento se caracteriza, desde el punto de vista de los fluidos contenidos, como de gas y condensado y agua. La formulación matemática incluye 3 ecuaciones: pseudocomponente gas, pseudocomponente hidrocarburo líquido y fase agua. El sistema fue definido en 10x43x3 celdas no uniformes ortogonales. El modelo tiene en cuenta condensación retrógrada y la revaporización del condensado líquido por inyección de gas seco. Los datos incluyen una función de líquido retrógrado en función de la presión. El modelo es comparable a un simulador de petróleo *black oil* y es considerablemente más eficiente que un composicional. Se aplicó Bansolve para resolver el sistema de ecuaciones algébricas resultantes.
- 7.- Yacimiento Loma de La Lata – Formación Sierras Blancas, Miembro Verde: se desarrolló un modelo para estudiar la evolución histórica y futura a fin de conocer su comportamiento bajo diferentes esquemas de producción e inyección de gas seco. Por las características y extensión del yacimiento, se dividió en tres áreas de diferentes propiedades PVT. El sistema usado es de 16x28x5 celdas de dimensiones variables ortogonales. Incluye un modelo de pozo para calcular las presiones dinámicas de fondo y boca para cada caudal de gas, real o pronosticado. Para pozos productores por múltiples capas, se determina la distribución de caudal correspondiente a cada capa de modo tal que la suma sea el caudal especificado y las presiones de fluencia en cada capa, referidas al plano de referencia, sean coincidentes. Conocida la presión de fluencia de fondo, se emplea la correlación de flujo multifásico presentada por Beggs y Brill, para estimar la presión dinámica en boca de pozo. La formulación del modelo fue de dos pseudocomponentes hidrocarbonados (gas y condensado) y agua, con el esquema IMPES, y SIP para resolver el sistema de ecuaciones algebraicas resultantes. En modo pronóstico, a cada pozo se le especifican condiciones que limitan la producción de gas, cuando la presión de fluencia cae por debajo de un valor mínimo, o cierra el pozo cuando la producción es menor que un caudal mínimo económico.
- 8.- Yacimiento Sierras de Agarague – Formación Santa Rosa: el pozo descubridor se perforó en julio de 1977. A la fecha de realización de este estudio se habían perforado 11 pozos, de los cuales 9 fueron productivos. Si bien la formación Santa Rosa se caracteriza como un reservorio de areniscas cuarcíticas naturalmente fracturadas, se desarrolló un modelo de simple porosidad, tridimensional y de tres fases. La caracterización de los hidrocarburos fue de un sistema de dos pseudocomponentes y el agua. Los dos pseudocomponentes en condiciones estándares de presión y temperatura, son un gas seco (metano+etano+impurezas) y un hidrocarburo líquido (C3+). Designamos con  $R_v$  la capacidad del gas seco de vaporizar volúmenes de hidrocarburo

líquido, expresada en  $m^3$  de liq/ $m^3$  de gas seco. El modelo empleado es Impes, para un sistema de celdas de 10 x 60 y verticalmente 4 niveles. Incluye las rutinas de modelo de pozo, que tienen en cuenta presiones de fondo fluyendo y de boca para cada caudal de producción de gas real o pronosticado.

- 9.- Yacimiento San Sebastián – Formación Springhill: el yacimiento San Sebastián se caracteriza por ser de gas y condensado con un halo de petróleo. El modelo desarrollado resuelve un sistema de cuatro pseudocomponentes y tres fases petróleo, gas seco y agua en condiciones de superficie. El modelo tiene como objetivo analizar el efecto de un proceso de reinyección de gas seco. Se dividió el yacimiento con un sistema de celdas de 12x28 arealmente y 5 niveles en profundidad. Al inicializar el modelo, caracteriza a las celdas en halo de petróleo o gas y condensado de acuerdo a la profundidad. El modelo considera 18 pozos productores/inyectores y 18 años de historia.

La formulación del modelo es tipo Impes y emplea los procedimientos ADIP y SIP, para resolver los sistemas de ecuaciones resultantes.

## Conclusiones

Se ha intentado hacer una revisión retrospectiva de los inicios de la simulación numérica en la Argentina, a partir del esfuerzo de mano de obra nacional. Los avances logrados durante las décadas de 1970 y 1980 no pueden ser comparados con el ritmo de maduración que ha tenido a nivel internacional. Las empresas petroleras que operan a nivel nacional en nuestro país no soportan equipos de investigación y desarrollo en *software* de aplicación. Algunas tomaron la decisión de contratar servicios “llave en mano”, mientras que otras crearon un departamento específico para estos estudios, pagando licencias para la instalación y mantenimiento de simuladores comerciales. Con ese criterio, he tenido la oportunidad de dar soporte y capacitación a un gran número de ingenieros y geólogos, con quienes hemos compartido la misma inquietud: hacer la mejor ingeniería de reservorios. ■

## Glosario

EDP (Ecuaciones Diferenciales en Derivadas Parciales): son las ecuaciones matemáticas que describen el comportamiento del movimiento de los fluidos en un yacimiento de petróleo y de gas.

SIP (*Strongly Implicit Procedure* o Procedimiento Fuertemente Implícito): método para hallar la solución de las ecuaciones en derivadas parciales.


## Bibliografía

1. Bruce, H., D. W. Peaceman, H. H. Rachford and J. D. Rice, “Calculations of Unsteady-State Gas Flow Through Porous Media”, T.P. 3518. Presentado al *Fall Meeting in Houston*, TX, October 1-3, 1952.



**KAMET**  
CALZADO de SEGURIDAD

**CALZADO de  
SEGURIDAD**

producto argentino 



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



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

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

2. Douglas, J., P. M. Blair and R. J. Wagner, *Calculation of Linear Water Flood Behavior Including the Effects of Capillary Pressure*, Trans AIME (1958) 213, 96.
3. Douglas, J., D. W. Peaceman and H. H. Rachford, "A Method for Calculating Multi-Dimensional Inmiscible Displacement", T.P. 8090. Presentado al *Fall Meeting in Dallas, TX*, October 4-7, 1959.
4. Stone, H. L. and A. O. Garder, *Analysis of Gas-Cap or Dissolved-Gas Drive Reservoirs*, Society of Petroleum Engineers, October. 2-5, 1961.
5. Coats, K. H., R. L. Nielsen, M. Terhune and A. G. Weber, *Simulation of Three- Dimensional, Two-Phase Flow In Oil and Gas Reservoirs*, Society of Petroleum Engineers, 1961, November 7, 1967.
6. Stone, H. L., "Iterative Solution of Implicit Approximations of Multidimensional Partial Differential Equations", SIAM, Numer. Anal., 5: 530-558, 1968
7. Peery, J. H. and E. H. Herron, "Three-Phase Reservoir Simulation", J.Pet. Technol., 21: 211-220, 1969.
8. Breitenbach, E. A., D. H. Thurnau and H. K. Van Poolen, "The Fluid Flow Simulation Equations", SPE, Paper 2020, 1968.
9. Breitenbach, E. A., D. H. Thurnau and H. K. Van Poolen, "Solution of the Inmiscible Fluid Flow Simulation Equations", Pet. Eng, Paper 2021, 1968.
10. Van Poolen, H. K., E. A. Breitenbach and D. H. Thurnau, "Treatment of Individual Wells and Grids in Reservoir Modeling", SPE, Paper 2022, 1968.
11. Blair, P. M. and C. F. Weinaug, "Solution of Two-Phase Flow Problems Using Implicit Difference Equations", SPE, Paper 2185, 9: 417-424, 1969.
12. Letkeman, J. P. and R. L. Ridings, "A Numerical Coning Model", SPE, J. 10: 418-424, 1970.
13. Mac Donald, R. C. and K. H. Coats, "Methods for Numerical Simulation on Water and Gas Coning", SPE, J. 10: 425-436, 1970.
14. Nolen, J. S. and D. W. Berry, "Test of the Stability and Time-Step Sensitivity of Semi-Implicit Reservoir Simulation Techniques", SPE, J. 12: 253-266, 1972.
15. Stone, H. L., "Probability Model for Estimating Three-Phase Relative Permeability", JPT, February, 1970.
16. Watts, J. W., "An Iterative Matrix Solution Method Suitable for Anisotropic Problems" SPE, J. 11: 47-51, 1971.
17. Coats, K. H., J. R. Dempsey and J. H. Henderson, "The Use of Vertical Equilibrium in Two-Dimensional Simulation of Three-Dimensional Reservoir Performance", SPE, Paper 2797, February 5-6, 1970.
18. Hearn, C. L., "Simulation of Stratified Waterflooding by Pseudo Relative Permeability Curves", J. Pet. Tech, 805-813, July, 1971.
19. Spillette, A. G., J. G. Hillestand and H. L. Stone, "A High-Stability Sequential Solution Approach to Reservoir Simulation", PSE, J. Paper 4542, 1973.
20. Nolen, J. S., "Numerical Simulation of Compositional Phenomena in Petroleum Reservoirs", SPE, J. Paper 4274, 1973.
21. Cook, R. E., R. H. Jacoby and A. B. Ramesh, "A Beta-Type Reservoir Simulation for Approximating Compositional Effects During Gas Injection", SPE, J. 14: 471-486, 1974.
22. Gottfried, B. S., "A Mathematical Model of Thermal Oil Recovery in Linear Systems", SPE, J. Paper 1117, 1965.
23. Spillette, A.G. and R. L. Nielsen, "Two-Dimensional Method for Predicting Hot Waterflood Recovery Behavior", SPE, J. Paper 1895, 1968.
24. Shutler, N. D., "Numerical Three-Phase Model of the Two-Dimensional Steamflood Process", SPE, J. Paper 2798, 1970.
25. Coats, K. H., "Three-Dimensional Simulation of Steamflooding", SPE, J. 573-92, July 1971.

**Ernesto Mendoza** es ingeniero por la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de La Plata; ha sido docente en la Facultad de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Nacional de Cuyo, posteriormente trabajó en la Gerencia de Ingeniería de la empresa Inlab S.A., con responsabilidad en el desarrollo de modelos numéricos de yacimientos operados por YPF y Bidas. Ha pertenecido a la Gerencia de Ingeniería de Explotación de la empresa Pérez Companc con responsabilidad en el desarrollo de proyectos y capacitación de profesionales en el área de simulación numérica. Como consultor independiente ha trabajado con Tecpetrol S.A., MG&A, Pérez Companc de Venezuela y Landmark, asignado a PDVSA-Gas en Puerto La Cruz.

# fluiconnecto®

by *manuli*®



- Mangueras industriales
- Ensamble de mangueras para rotary en el país
- Mangueras para BOP
- Mangueras para químicos
- Representantes de productos CHESTERTON
- Ventas de cortadoras, prensadoras y peladoras MANULI
- Productos industriales (grasas, limpiadores de contacto, composite)



## SUCURSALES EN EL PAIS

### Tucuman

tel:0381 4216858

Av. Benjamin Araos 1273

ventas.tucuman@fluiconnecto.com.ar

### Neuquen

tel:0299 4420240

JJ. Lastra 1258

ventasnqn@fluiconnecto.com.ar

### Comodoro

tel:0297 4460564

Pedro P. Ortega 2551

ventas.comodoro@fluiconnecto.com.ar

## CASA CENTRAL

### Buenos Aires

011 47276800

menendez y pelayo 1483

ventas@fluiconnecto

### División Oil and Gas

SOLUCIONES Y SERVICIOS HIDRAULICOS

Cel:0297 154380080

carlos.scanio@fluiconnecto.com.ar

# Un caso de modelado de halo petrolífero en faja plegada: estudio de la conificación en pozos horizontales

Por **D. G. Pérez**, **G. J. Manestar** y **P. Lacentre** (YPF)

**En este trabajo se ejemplifica un caso de modelado para conocer el fenómeno de la conificación.**

**E**n yacimientos con halo de petróleo de poco espesor o con bajas permeabilidades son comunes los fenómenos de *conificación*. Debido a la deformación de los contactos de fluidos, se observa una irrupción abrupta de gas o agua en los punzados de los pozos productores. En este trabajo se modeló un yacimiento de faja plegada de esta clase cuyas características generales se enumeran en la siguiente tabla.

Propiedades	Valores medios
Densidad del petróleo	843 kg/m <sup>3</sup>
Punto de burbuja	150 kg/cm <sup>2</sup>
Altura del halo	80 m
Porosidad	0,16
Permeabilidad	60 mD
S <sub>wirr</sub>	0,3
S <sub>or</sub>	0,2
Presión inicial	150 kg/cm <sup>2</sup>
Presión actual	~100 kg/cm <sup>2</sup>

Al intentar simular dinámicamente en grillados uniformes yacimientos que muestran este comportamiento, hemos encontrado varias dificultades para ajustar correctamente el tiempo de irrupción y los caudales, esto motivó el estudio de este fenómeno.

Por esto, se abordó el problema desde dos flancos independientes: con un enfoque analítico y desde un enfoque numérico.

En particular, se encontró que el tamaño de celda en la zona del halo de petróleo juega un rol fundamental para lograr una buena descripción del fenómeno en las simulaciones dinámicas. Mediante el análisis del impacto de este parámetro, se definió un criterio para poder determinar el tamaño de celda necesario en esta zona. Se evaluó así el efecto de un grillado no uniforme determinado por la dinámica de los fluidos, refinando el halo de petróleo y sus contactos.

## Enfoque analítico

Se ha realizado un estudio para evaluar los caudales críticos de petróleo que darían lugar a la conificación del gas y del agua. Se llama caudal crítico al que asegura que trabajando por debajo de él, se evitará la conificación, y se producirá sólo gas disuelto y sin agua. Para esto se ha utilizado el libro de Joshi [1] en el que se presentan las siguientes correlaciones para el caudal crítico:

$$q_0 = 4,888 \times 10^{-4} \frac{\Delta \rho}{\mu_o B_o} \frac{k h^2}{\mu_o B_o} F \quad \rightarrow \text{Chaperon}$$

$$q_0 = \frac{4,888 \times 10^{-4} \kappa_h \Delta \rho h^2 L}{\mu_o B_o [2y_e + \sqrt{(2y_e)^2 + (h^2/3)}} \quad \rightarrow \text{Efras}$$

$$q_0 = 4,888 \times 10^{-4} \left[ \frac{\kappa}{\mu_o B_o} \right] \left[ \frac{\Delta \rho h^2}{2y_e} \right] \left[ 1 - \left( \frac{1}{6} \right) \left( \frac{h}{2y_p} \right)^2 \right] L \quad \text{Giger and Karcher}$$

$$q_{0,v} = 1,535 \times 10^{-3} \frac{(\rho_o - \rho_g) \kappa h [h^2 - (h - l_v)^2]}{B_o \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right)} \quad \text{Joshi}$$

$$\frac{q_{0,h}}{q_{0,v}} = \frac{[h^2 - (h - l_h)^2] \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right)}{[h^2 - (h - l_v)^2] \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right)}$$

Sin embargo, estas ecuaciones brindan resultados muy diferentes pues provienen de distintas suposiciones. Al realizar los cálculos se obtienen valores que no coinciden con lo observado en la producción, por ejemplo, las correlaciones predicen conificación de agua y no de gas, al revés de lo que sucede en el campo. Estos resultados se pueden ver en la tabla 1. En la tabla 2 se resumen en qué casos los resultados indicarían la conificación.

Debido a que los resultados no fueron satisfactorios, se ha aplicado una corrección propuesta por Joshi para corregir el caudal variable en el tiempo y considerar el avance del contacto de gas mediante la ecuación:

$$h = H_0 - \frac{q_0 \Delta \tau 5.615 B_o}{\Lambda \phi (1 - S_{wc} - S_{or})}$$

Las resoluciones de estos cálculos mostraron resultados que, en algunos pozos, podrían interpretarse como correctos (pozo 1016h, figura 1), pero en otros se observa

claramente una gasificación pese a que el caudal se mantiene menor al crítico (pozo 1001h, figura 1). En estas figuras el caudal crítico se señala en rojo con línea punteada, el caudal histórico se marca en azul y el GOR, en línea negra. Los puntos en violeta señalan la altura variable del contacto respecto al pozo.

Por lo tanto, estos estudios analíticos no han llevado a resultados concluyentes, y el estudio se terminó con la prueba numérica del modelo conceptual antes descrito.

Pozo	1001H	1016H	1017H	1019H	1020H
<b>Qo real (m³/día)</b>	60	160	60	60	80
L (ft)	2841.207	2867.454	3628.609	1655.184	1824.147
ye/2 (ft)	295.276	492.126	410.105	459.318	196.850
dro (w-o) (gm/cc)	0,193	0,193	0,193	0,193	0,193
dro (o-g) (gm/cc)	0,811	0,811	0,811	0,811	0,811
Phi	0,159	0,159	0,159	0,159	0,159
Kh (md)	57.644	57.351	55.812	57.351	55.812
Kv (md)	20.581	21.384	25.128	21.384	25.128
hw (ft)	144.357	127.953	124.672	68.898	39.370
hg (ft)	278.871	154.199	157.480	213.255	383.858
mu o (cp)	1320	1320	1320	1320	1320
Bo RB/STB	1310	1310	1310	1310	1310
alfa" w	1222	2349	2207	4071	3355
F w	4037	4104	4096	4204	4163
alfa" g	0,633	1,949	1,747	1,315	0,344
F g	4001	4081	4069	4043	3984
<b>Chaperon</b>	<b>404.232</b>	<b>194.519</b>	<b>272.350</b>	<b>35.732</b>	<b>28.912</b>
<b>Efras</b>	<b>6294,141</b>	<b>1182,357</b>	<b>1817,051</b>	<b>1385,593</b>	<b>11070,682</b>
<b>Giger Karcher</b>	<b>24.909</b>	<b>11.832</b>	<b>16.591</b>	<b>2.124</b>	<b>1.735</b>
<b>Joshi</b>	<b>386.210</b>	<b>72.291</b>	<b>111.311</b>	<b>85.305</b>	<b>647.024</b>
<b>rw (m)</b>	0,178	0,127	0,178	0,178	0,158
<b>qoc g (Sm³/d)</b>	<b>1497.678</b>	<b>794.662</b>	<b>1131.566</b>	<b>529.102</b>	<b>1039.410</b>

Tabla 1. Resultados de los cálculos de caudal crítico.

Resumen de resultados					
Well	1001H	1016H	1017H	1019H	1020H
Chaperon	--	--	--	W -	W -
Efras	W -	W G	W -	W -	W -
Giger Karcher	W -	W G	W -	W -	W -
Joshi	--	--	--	--	--

W: Posibilidad de conificación de agua. G: Posibilidad de conificación de gas

Tabla 2. Resumen de resultados, indicando en qué casos habría conificación.

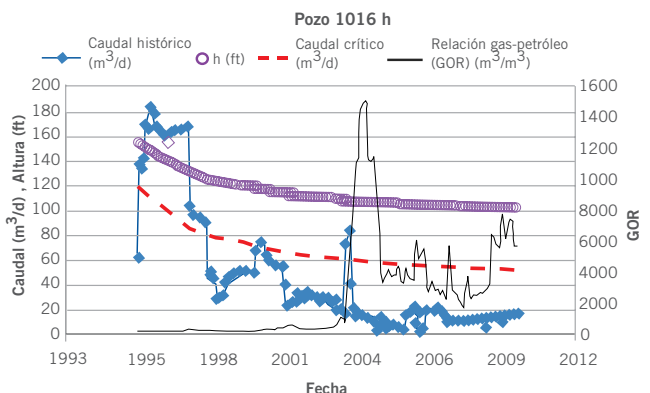
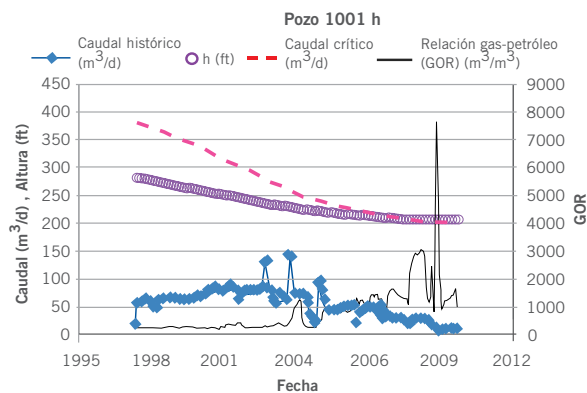


Figura 1. Resultados del caudal crítico con la corrección de Joshi para el pozo 1001h y 1016h.

## Enfoque numérico

Desde el punto de vista numérico, se utilizó Eclipse para simular un modelo simplificado de un pozo horizontal. Mediante este modelo conceptual evaluamos la importancia del tamaño de celda en la representación de la conificación.

### Ajuste de un pozo horizontal: modelo 2D

Con el fin de analizar el efecto del tamaño de celda en las simulaciones, se construyó primeramente un modelo bidimensional para un pozo horizontal. Como primera aproximación consideramos una sección transversal lejos de los extremos del tramo horizontal para un pozo con caudal uniforme en su longitud. Aprovechando las simetrías, en este primer modelo, consideramos flujo plano en la sección transversal al pozo por lo que lo resolvimos con un modelo bidimensional de una sección.

Para estudiar el impacto del tamaño de celda, se realizaron una serie de diferentes grillas de tipo *Corner Point* y para generar este conjunto de grillas, se creó un programa capaz de construirlas para luego utilizarlas en el simulador.

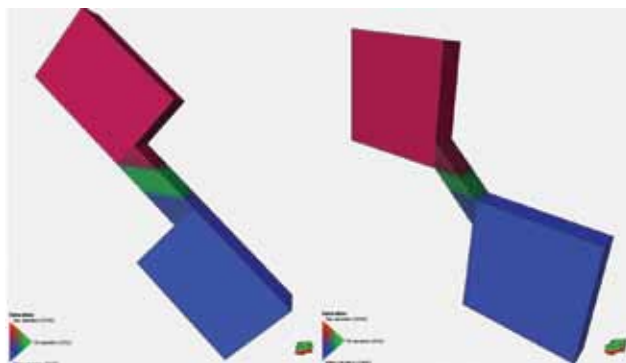


Figura 2. Modelos conceptuales utilizados para el estudio de la conificación. Orientado con la estratigrafía o con los contactos.

El programa se diseñó para generar grillas con dos orientaciones diferentes y tamaño variable de celda como se muestra en la figura 2. Dadas las simetrías, se optó por verificar la respuesta del simulador en dos orientaciones de grilla, una alineada con los contactos y otra alineada con la estratigrafía, como se muestra en dicha figura.

Los modelos conceptuales donde se evaluó el pozo horizontal que se muestra en la figura 2 consisten en dos tanques de agua y de gas lo suficientemente grandes en los que se dejan los dos contactos dentro de una zona inclinada que conecta a ambos, en el medio de la cual se coloca el pozo productor. Se eligió la inclinación de esta última zona igual al ángulo del reservorio en la zona donde se encuentran los pozos horizontales.

Mediante un tamaño de celda suficientemente pequeño, se logra simular correctamente los fenómenos de conificación tanto de gas como de agua, como se muestra en la figura 3.

Para el poblado de propiedades de los grillos, se utilizaron las propiedades medias del reservorio en la zona de interés.

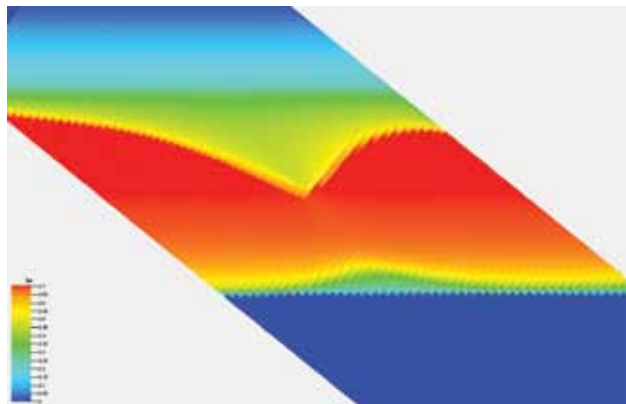


Figura 3. Grillado fino, se observa la conificación de gas y de agua.

### Determinación del tamaño de celda

En la figura 4 se muestran los resultados de las simulaciones de diferentes grillos con varios tamaños de celda para el mismo pozo horizontal. Las simulaciones que se muestran corresponden al caso de grillado orientado con la estratigrafía donde se dejó constante el ancho de cada capa y se ensayaron diferentes tamaños en la dirección perpendicular a los contactos. Puede verse en estas imágenes cómo la capacidad de representación depende del tamaño del grillado. Por este motivo, resulta fundamental definir un criterio para determinar el tamaño de celda por utilizar. Se quiere encontrar el tamaño máximo de celda para tener el menor costo computacional posible mediante el cual el error del simulador sea razonablemente acotado.

Para esto, analizamos el *factor de recobro* ( $F=N_p/N$ ). Encontramos que este aumenta conforme disminuye el tamaño de celda. Como ya mostramos, la simulación con el menor tamaño de celda describe de manera más exacta el fenómeno, por lo tanto, consideramos que el factor de recobro más aproximado se encuentra en el límite, lo que disminuye el tamaño de celda y que, además, resulta ser el máximo.

$$F^{\max} = \lim_{\Delta x \rightarrow 0} F$$

Así, para determinar la precisión de cada simulación, analizaremos el *factor de recobro normalizado*, que definiremos para la simulación  $i$  mediante la siguiente ecuación:

$$F^i = \frac{F_i}{F^{\max}}$$

En la figura 4 se muestran los resultados obtenidos para los diferentes grillos ensayados. El criterio utilizado para determinar el tamaño de celda del halo petrolífero fue aquel que corresponde a un factor de recobro normalizado del 90%. En este caso esto requirió celdas de 15 m x 4 m para poder obtener el valor deseado.

### Ajuste de un pozo horizontal: modelo 2D

A fin de evaluar el desempeño del nuevo grillado propuesto, se ensayó la respuesta de un pozo horizontal conocido poblando el modelo conceptual con las propiedades interpretadas en la zona de interés del reservorio. Los resultados obtenidos controlando por caudal de petróleo se muestran en la figura 5.





a. marshall moffat®

Since 1952

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

ARCO ELÉCTRICO • FLAMABILIDAD • SOLDADURA • SALPICADURA DE METALES FUNDIDOS



Cumpliendo con las siguientes Normas:

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

**INDURA**  
*Ultra Soft*



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

Sucursales propias en:

ARGENTINA

VENEZUELA

BRAZIL

CHILE

USA

CONSULTAS TÉCNICAS  
**0800-222-1403**

Av. Patricios 1959 (1266)  
Capital Federal - Buenos Aires  
[www.marshallmoffat.com](http://www.marshallmoffat.com)

(011) 4302 - 9333 - Cap. Fed.

(011) 4343-0678 - Centro

(0291) 15418-3026- Bahía Blanca

(0299) 443-3211-6139 - Neuquén

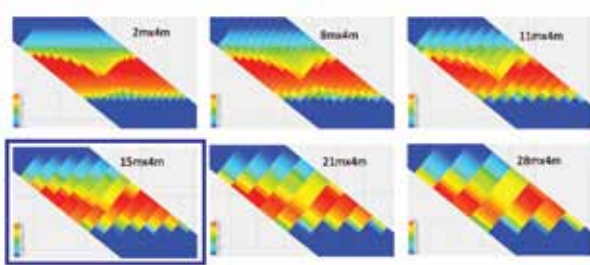
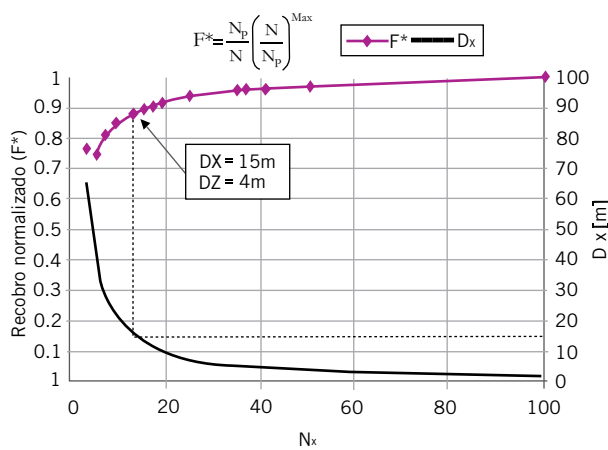


Figura 4. Resultados de las simulaciones del modelo conceptual. En la figura superior se muestra el criterio de corte utilizado, donde  $N_x$  es el número de celdas,  $D_x$  y  $D_z$  son las dimensiones de las celdas. Abajo se observan algunos casos corridos, donde se señala el resultado final.

### Ajuste de un pozo horizontal: modelo 3D

Con el tamaño de celda propuesto y ensayado, se realizó el refinamiento de la zona del halo de petróleo en el modelo del yacimiento completo. En la figura 6 se muestra una

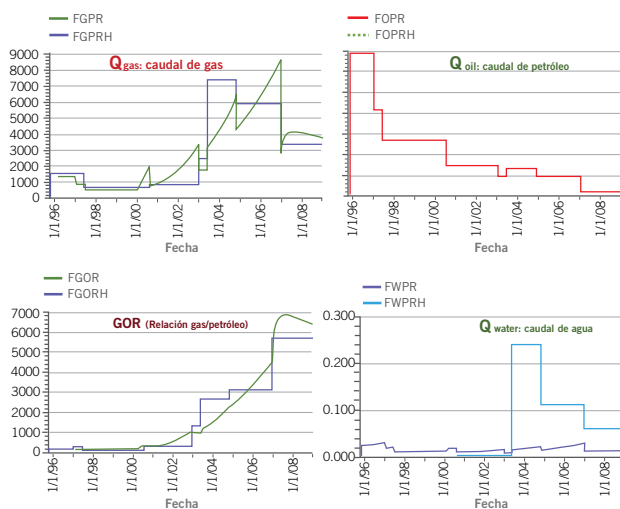


Figura 5. Ajuste de datos históricos del pozo utilizando control por caudal de petróleo, grillado alineado a los contactos con propiedades de perfil.

vista de un sector de la grilla que ejemplifica los diferentes tamaños de celda elegidos acorde a la dinámica que se espera en cada zona. Así se puede observar un grillado orientado en la dirección de las fallas, con celdas grandes debajo del contacto de agua y en la zona de gas, con un refinamiento en espesor en las capas más productivas y con el refinamiento de la zona de petróleo en la dirección del flujo (perpendicular a los contactos) que hemos discutido.

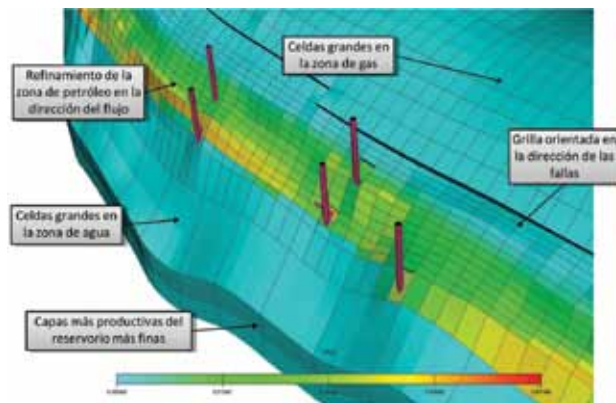


Figura 6. Vista de un sector de la grilla ejemplificando los diferentes tamaños de celda elegidos.

En la figura 7 se muestra un ejemplo de la mejora obtenida en la representación de la conificación de gas con el nuevo refinamiento en un pozo horizontal. Asimismo, se muestran los resultados del ajuste histórico de un pozo horizontal controlando por caudal de petróleo y se puede observar la mejora obtenida en el GOR del pozo que evidencia la conificación de gas.

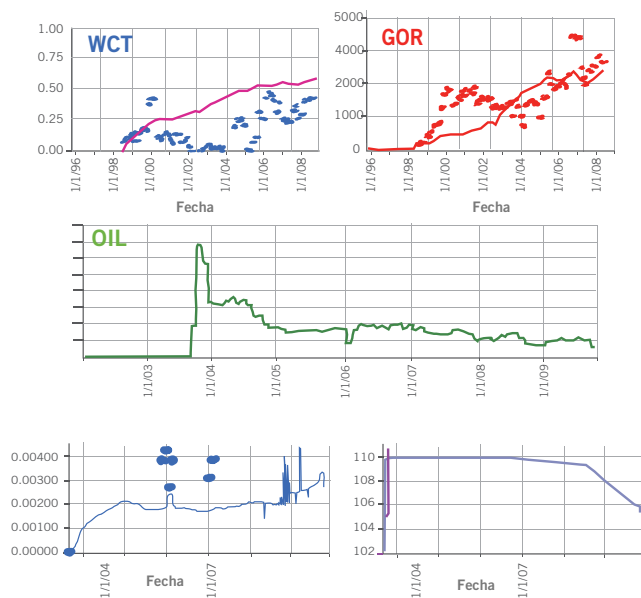


Figura 7. Mejoras obtenidas en el ajuste de un pozo horizontal utilizando el nuevo grillado. Antes en azul, después en rosado.



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

Wartsilä ofrece soluciones de energía, productos y servicios en todas las fases del proceso de exploración, producción, transporte y refinación de petróleo y de gas, tanto on-shore como off-shore. Actualmente participamos en la producción de más de 5 millones de barriles por día, más del 6 % de la producción mundial de petróleo. Sea cual sea su necesidad, le brindamos la máxima eficiencia, flexibilidad en el uso de combustibles y soluciones alineadas con el cuidado del medio ambiente. Lea más en [www.wartsila.com](http://www.wartsila.com)

**ENERGY  
ENVIRONMENT  
ECONOMY**



**WÄRTSILÄ**

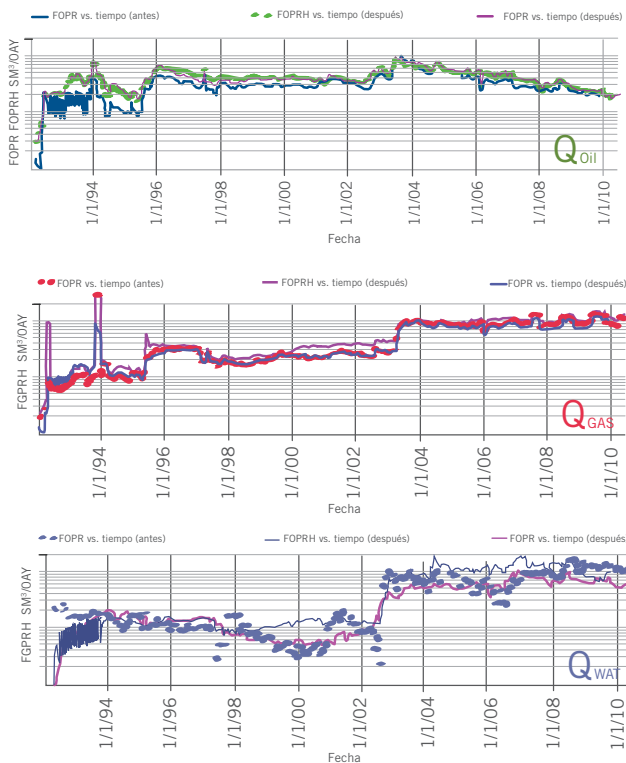


Figura 8. Mejoras obtenidas utilizando el nuevo grillado en el ajuste del campo. Antes en azul, después en rosado.

### Ajuste del campo y predicción de nuevas perforaciones

Las mejoras obtenidas en el ajuste global del campo se muestran en la figura 8. Finalmente, se validó el ajuste del grillado propuesto al comparar las predicciones del modelo y los controles de caudal neto de crudo de las últimas perforaciones propuestas usando este modelo. En la figura 9 pueden observarse la comparación entre los caudales de petróleo medidos (WOPR real) y las predicciones del modelo (simulador) para cuatro nuevos pozos.

### Conclusiones

En este trabajo se encontró que los modelos geológicos con grillado regular pueden no ser adecuados para yacimientos con halos petrolíferos delgados donde puedan ocurrir fenómenos de conificación. Por esto, proponemos y estudiamos un grillado no uniforme determinado por la dinámica de los fluidos.

Se encontró que los métodos analíticos de la bibliografía no fueron concluyentes para determinar el caudal crítico de conificación. Por este motivo, se simuló el problema numéricamente según esquema bidimensional. Este modelo fue validado con lo que se logró un buen ajuste con los datos de campo de un pozo horizontal.

Mediante este modelo simplificado, fue posible analizar la conificación de gas y de agua y evaluar los efectos del tamaño de la celda. Variando este parámetro, se propone un criterio que permite elegir el más adecuado. A partir de este valor, se refinó el modelo estático del yacimiento completo en la zona del halo de petróleo, y con esto se consiguieron resultados satisfactorios en el ajuste histórico y en las propuestas de nuevos pozos horizontales. ■

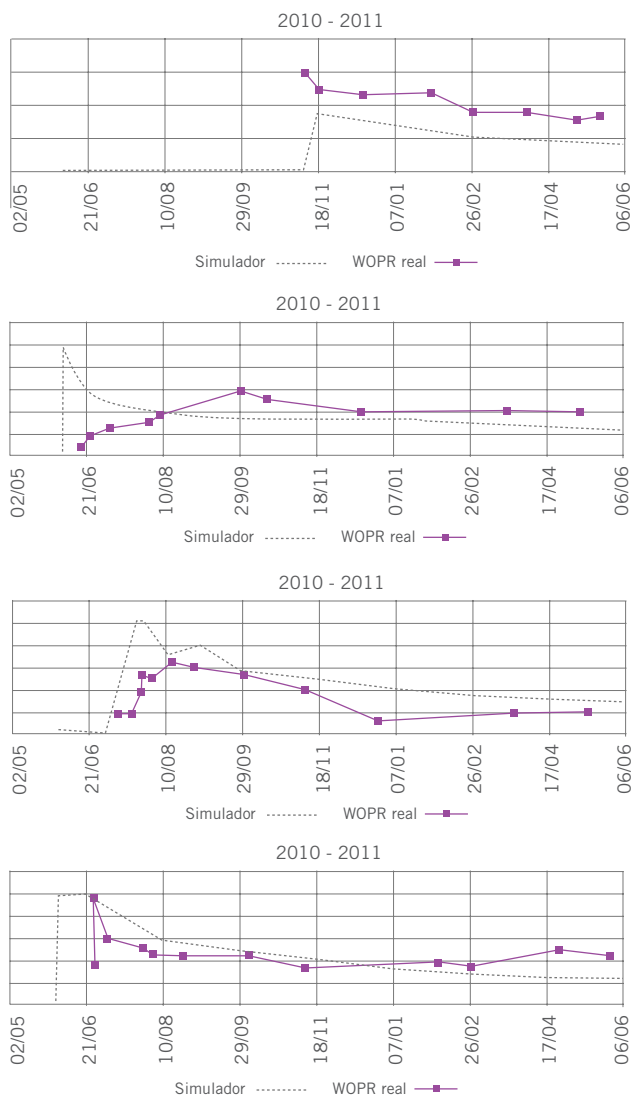


Figura 9. Predicciones para nuevos pozos.

### Referencias

- [1] Joshi, S. D. *Horizontal Well Technology*. Pennwell Books, 1991.
- Papatzacos, P., T. R. Herring, R. Martinsen y S. M. Skjaeveland: *Cone Breakthrough Time for Horizontal Wells*. SPE 19822-PA, 1991.
- Chaperon, I.: *Theoretical Study of Coning Toward Horizontal and Vertical Wells in Anisotropic Formations: Subcritical and Critical Rates*. SPE 15377, 1986.

# 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](http://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

# Nuevas herramientas para el modelado de reservorios: simulación secuencial multipunto en sistemas fluviales de alta sinuosidad

Por *Ing. Claudio Larriestra* e *Ing. Hugo Gómez*

**El método de simulación multipunto fue ejecutado para modelar la alta sinuosidad de lechos de río del reservorio de la formación Mina El Carmen (golfo de San Jorge); para ello se utilizó un modelo con las formas del río Samborombón, Buenos Aires. Se concluyó que los métodos de simulación multipunto son más apropiados para estimar la incertidumbre de sistemas altamente sinuosos.**

**E**ste trabajo busca analizar el comportamiento de la simulación estadística multipunto cuando se trata de modelar reservorios de alta incertidumbre como la que se presenta asociada a los reservorios de la formación Mina El Carmen, Cretácico Superior de la cuenca del golfo San Jorge, República Argentina. El área investigada corresponde al yacimiento Diadema Argentina, propiedad de la compañía Capsa, donde se muestran los pozos utilizados en este estudio (figura 1).

La formación Mina El Carmen se depositó en ambiente fluvial meandriforme de mediana a baja energía; la relación arena-arcilla es muy baja, y existen numerosos intervalos pelíticos que constituyen los sellos locales para los cuerpos arenosos lenticulares y bajo grado de conectividad. Estas características se mantienen en forma constante en toda la cuenca ya que corresponde a un momento de nivelación y baja pendiente.

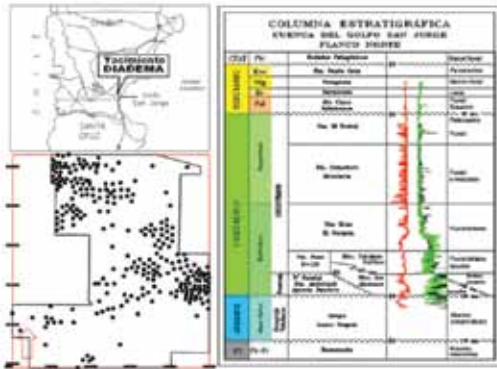


Figura 1. Mapa de la ubicación y columna estratigráfica del Grupo Chubut.

Las reflexiones sísmicas son de tipo subparalelo, semicontinuas o irregularmente continuas, de baja a media amplitud y sólo excepcionalmente pueden ser identificados los sistemas de canales. Las direcciones de transporte principales son desde el Norte y el Nordeste con un arribo subordinado desde el Sur.

Dadas estas características, resulta difícil predecir la ocurrencia de reservorios en esta formación de edad probablemente Aptiana-Albiana, a los que se les atribuye una distribución casi aleatoria por su baja correlatividad.

Con la perforación de pozos *infill* se han documentado nuevos reservorios en posiciones temporales equivalentes a los drenados por pozos preexistentes, por lo que se deduce que el distanciamiento estándar actualmente utilizado entre pozos es superior al ancho de estos depósitos. Por lo tanto, se hace necesario disponer de una herramienta que permita predecir la probabilidad de ocurrencia de nuevos reservorios en pozos intermedios para ajustar el patrón de desarrollo.

## Metodología

### Simulación secuencial estocástica multipunto

Las geometrías curvilíneas, como fajas de canales en reservorios fluviales o valles incisos sobre una topografía, son muy difíciles de modelar usando métodos estadísticos apoyados en dos puntos, como los variogramas o variogramas cruzados. En general, los métodos geoestadísticos (simulación indicadora o *gaussiana* truncada) sólo pueden reproducir las proporciones y los variogramas. Una excepción constituye el modelado en presencia de muchos datos y con distribución equiareal, donde es posible reproducir formas complejas (Goya, et ál. 2008), aunque sólo ocasionalmente es posible disponer de estas dos condiciones en los campos desarrollados. Xu (1996) propuso una alternativa de aproximación para la reproducción de la curvilinealidad, y es por medio de la simulación previa, mediante cambios en las direcciones locales y relaciones de anisotropía. Esta técnica genera patrones cambiantes de direcciones y anisotropía en las facies, pero no puede reproducir la continuidad de las formas curvilíneas.

Formas definidas como las mencionadas sólo pueden ser aproximadas con métodos más específicos como los algoritmos *booleanos*, basados en objetos.

En efecto, la manera más directa de reproducir formas curvilíneas es parametrizarlas, y mediante mecanismos de

selección aleatoria, generar familias de objetos que luego serán insertados dentro del volumen que se va a modelar para su aceptación o rechazo (Bridge y Leeder 1979, Haldorsen y Damsleth, 1990; entre otros). Este método tiene limitaciones importantes, como que cada clase de objeto requiere una parametrización específica y que, debido al carácter cambiante de la geomorfología, es muy difícil reflejar que los parámetros de forma sean válidos para todo el volumen a modelar. Por otra parte, el respeto a los datos duros puede ser muy difícil de alcanzar cuando existe una cantidad importante de datos.

Guardiano y Srivastava (1993) presentan un algoritmo de simulación que introduce la estadística multipunto en la simulación secuencial estocástica, donde a partir del entrenamiento sobre una imagen tipo se generan realizaciones estocásticas que estadísticamente son similares a la imagen empleada. Las probabilidades de cada una de las facies son obtenidas directamente de la imagen de entrenamiento, lo que ocasiona una demanda muy alta de tiempo de computación, ya que debe ser explorada ante cada punto no simulado para inferir su distribución de probabilidad condicional específica.

Strebelle (2002) plantea el algoritmo SNESIM (Single Normal Equation) basado en los conceptos de Guardiano y Srivastava (óp. cit.), pero optimizado en la velocidad de búsqueda y proceso. Este algoritmo fue utilizado para efectuar la simulación estocástica de los canales de la formación Mina El Carmen.

### Algoritmo SNESIM

Se basa en la simulación de un punto ubicado en el centro de una plantilla de búsqueda que permitirá definir conjuntos locales de datos (eventos). Las repeticiones de estos eventos de datos para cada facies proporcionarán un medio para simular el punto medio de la plantilla.

Se considera un atributo  $S$  (litología) que toma  $K$  estados (litofacies) posibles ( $s_k, k=1, \dots, K$ ).  $S$  puede ser una variable categórica o una continua discretizada.

Un evento de datos  $d_n$  de tamaño  $n$  centrado en la posición  $u$  a simular está constituido por:

- una geometría definida por  $n$  vectores comprendidos entre el punto a simular y cada punto vecino ( $h_i, i=1, \dots, n$ ) y
- $n$  valores de  $S$  correspondientes a dichos puntos,  $s(u+h_i)=s(u_i), i=1, \dots, n$

Luego, a partir de una imagen de entrenamiento  $T$  se explora la ocurrencia del evento de datos  $d_n$ , de manera de que si se encuentra  $J$  veces en el volumen (figura 2), el histograma de los valores centrales de la plantilla  $s_j(u_j), j=1, \dots, n$  puede ser usado como una aproximación a la distribución de probabilidad condicional de la facies  $k$  dado el evento  $d_n: f(u; k | d_n)$ .

Debido a que en la imagen de entrenamiento es casi imposible encontrar suficientes réplicas para cada uno de  $K_n$  resultados posibles del evento de  $d_n$ , Guardiano y Srivastava (óp. cit.) recomiendan aplicar el método para  $K \leq 4$ .

El principio de cualquier método de simulación estocástica se basa en el conocimiento de la función de probabilidad condicionada de la variable aleatoria  $S(u)$ , que en las formas convencionales (simulación secuencial

gaussiana y/o indicadora) es estimada en el nodo  $u$  a partir de alguna de las formas de *kriging* (predicción lineal o inferencia bayesiana), de manera que:  
 $Prob\{S(u)=s_k | d_n\} = f(u; k | d_n), k = 1, \dots, K$  (Deutsch y Journel, 1998).

La otra alternativa es derivarla de la imagen de entrenamiento como se ha explicado más arriba.

A diferencia de los métodos de simulación secuenciales convencionales, en vez utilizar el estadístico bipuntual (variograma), Strebelle (óp. cit.) sugiere considerar conjuntamente los  $n$  datos condicionantes del evento de datos  $d_n$ , lo que requiere conocer la covarianza de  $n+1$  puntos para medir la dependencia de  $S(u)$  sobre el evento de datos  $d_n$ .

Si se define a  $A_k$  como una variable indicadora aleatoria asociada a la ocurrencia del estado  $s_k$  en la posición  $u$ :  $A_k = 1$  si  $S(u)=s_k$ ,  $A_k = 0$  de lo contrario.

Y, de la misma forma, se define a  $D$  como una variable indicadora de la ocurrencia del evento de datos  $d_n$  constituidos por  $n$  datos condicionantes:

$D = 1$  si  $S(u_i) = s_{k_i} \forall i=1, \dots, n$  o  $D = 0$  de lo contrario

Si la covarianza de los  $n+1$  puntos existe, la probabilidad condicional exacta está dada por la expresión de *kriging simple* (Journel, 1993):  
 $Prob\{A_k=1 | D = 1\} = E\{A_k\} + \lambda[1-E\{D\}]$

Donde  $D = 1$  es el evento de datos observado,  $E\{D\} = Prob\{D = 1\}$  es la probabilidad de que el evento de datos condicionantes ocurra,  $E\{A_k\} = Prob\{S(u) = s_k\}$  es la probabilidad a priori en la posición  $u$  de que el estado sea  $s_k$ .

El desarrollo de la ecuación normal del *kriging* brinda el peso  $\lambda$  y es:  $\lambda Var\{D\} = Cov\{A_k, D\}$  y, operando algebraicamente, se concluye que:

$$Prob\{A_k=1 | D = 1\} = Prob\{A_k = 1, D = 1\} / Prob\{D = 1\} \quad (1)$$

Strebelle (óp. cit.) que es la relación de Bayes.

### Exploración de la imagen de entrenamiento y simulación secuencial

El denominador de la expresión (1) puede ser inferido a partir del conteo de repeticiones  $c(d_n)$  del evento de datos condicionante  $d_n = \{S(u_a) = s_{k_a}, a = 1, \dots, n\}$  en la imagen de entrenamiento. Cada repetición tiene la misma cantidad de datos y valores de facies.

El numerador es obtenido a partir del conjunto de repeticiones anterior ( $c(d_n)$ ) donde se consideran las repeticiones  $c_k(d_n)$  en las que el valor central  $S(u)$  de la plantilla de búsqueda es igual a  $s_k$  la facies considerada.

La probabilidad condicional requerida es aproximadamente equivalente a la proporción  $c_k(d_n)/c(d_n)$  (2) Strebelle (óp. cit.).

La simulación secuencial se realiza siguiendo un conjunto de pasos, a saber:

- a) Se delimita un tamaño para la plantilla de búsqueda que permitirá capturar los eventos.
- b) Se explora la imagen o volumen de entrenamiento para determinar la ocurrencia de eventos y sus valores cen-

trales (facies de la posición central  $u$  del evento).

Ambos valores son utilizados para construir un árbol de búsqueda, método que permite una rápida recuperación de la información durante la etapa de simulación. La definición de los eventos de datos se realiza dentro de la plantilla de búsqueda definida alrededor de cada nodo de la imagen.

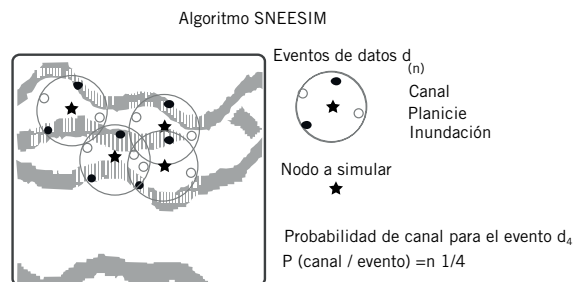


Figura 2. Fundamento del algoritmo SNEESIM (Strebelle, óp. cit.).

La exploración de la imagen de entrenamiento se realiza por única vez a diferencia del algoritmo propuesto de Guardiano y Srivastava (óp. cit.) que realizaba dicha exploración cada vez que se simulaba un nuevo dato.

En SNEESIM todo nodo simulado e incorporado como dato duro hará que el evento de datos no coincida con los almacenados en el árbol de búsqueda, por lo que Strebelle (óp. cit.) propone eliminar los puntos más lejanos de a uno por vez hasta que el nuevo evento de datos coincida con un mínimo de eventos ( $C_{min}$ ) residentes en el árbol de búsqueda. De no satisfacerse este requerimiento, la probabilidad condicional será reemplazada por la probabilidad marginal (global)  $p_k$  de la facies  $k$ .

- c) Se asigna los valores condicionantes al nodo más cercano en la grilla de simulación y se define un sendero aleatorio con los nodos a simular.
- d) En cada nodo a simular se capturan todos los datos condicionantes que abarca la plantilla (evento  $d_n$ ) y se recuperan del árbol de búsqueda todas las proporciones de (2) correspondientes al evento  $d_n$  para todas las facies presentes.
- e) Se simula un valor de facies  $k$  en el nodo  $u$  a partir de la distribución de facies leída del árbol de búsqueda. Dicho valor es agregado como dato duro para la simulación de los siguientes nodos. Se continúa con los pasos c) y d) hasta completar la grilla, y se completa de esta manera una realización.

### Resultados

A los efectos de la comparación, se tomaron dos niveles conspicuos y productivos en la base del intervalo. Los niveles son representados por cortes horizontales (*layers*) a la parte media de estos, contenidos en el volumen de probabilidad de canales. Dichos volúmenes son producto del cómputo de probabilidad de existencia/no existencia de canal en 30 realizaciones estocásticas.

El modelo utilizado como entrenamiento está constituido por un volumen con formas de canales de diferente sinuosidad construidos manualmente. Estos reproducen, de una manera simple, fajas de canales de alta sinuosidad generados en una planicie aluvial de pendiente cerca-





Figura 3. Modelo real utilizado en la confección del volumen de entrenamiento. Río Samborombón, cerca de la desembocadura.

na a cero. Como modelo se tomó el río Samborombón (provincia de Buenos Aires) en un sector cercano a la desembocadura (figura 3), donde presenta alta sinuosidad y cambio de dirección media debido posiblemente a cuestiones geomorfológicas, sedimentarias o estructurales de basamento. Este modelo no debería estar tan alejado de lo que sucedió durante la depositación de Mina El Carmen respecto de los factores autocíclicos controlantes de la evolución sedimentaria, más los factores alocíclicos representados por los sedimentos piroclásticos de caída.

La figura 4 muestra un grupo de *layers* del volumen de entrenamiento realizado mediante el uso de un programa de dibujo elemental, siendo suficientemente estacionario (las proporciones de facies de la plantilla utilizada no difieren del valor global de estas) en el sentido de Caers y Zhang (2004). Luego, usando un color para definir los canales, el archivo binario resultante fue convertido a formato ASCII para ser incorporado al *software* de simulación en el formato adecuado.

La figura 5 muestra el resultado de la probabilidad de canal luego de efectuadas 30 realizaciones. En la figura se ilustran varios cortes al volumen de probabilidad (a la izquierda) y la comparación con el modelo real del río Samborombón.

También se recurrió a la rotación a intervalos de 45 grados del evento de datos a los efectos de encontrar la mejor coincidencia con la imagen de entrenamiento en cada nodo a simular. Al volumen de probabilidad se ha aplicado un *cut off* con el objeto de resaltar la forma de los canales y las barras de espolón (*point bars*).

Como todo método de simulación secuencial, el respeto de los puntos-datos y las formas individuales sinusoidales permite reproducir la coexistencia de *point bars* (donde se

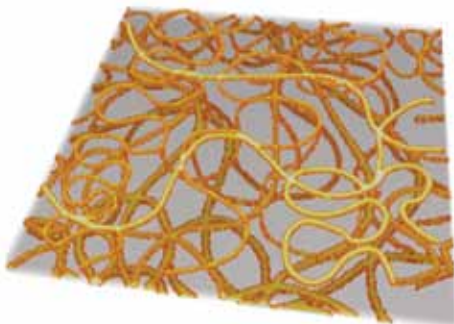


Figura 4. Grupo de *layers* del volumen de entrenamiento de canales sinuosos utilizado con SNESIM.

**B**  
**BUHLMANN**  
TUBE SOLUTIONS

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

Para la industria termoeléctrica, petroquímica y química.

**we know how**

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

[www.buhlmann-group.com](http://www.buhlmann-group.com)  
Germany | Austria | Finland | France | Great Britain | Italy  
Netherlands | Russia | Argentina | China | Singapore | Thailand

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

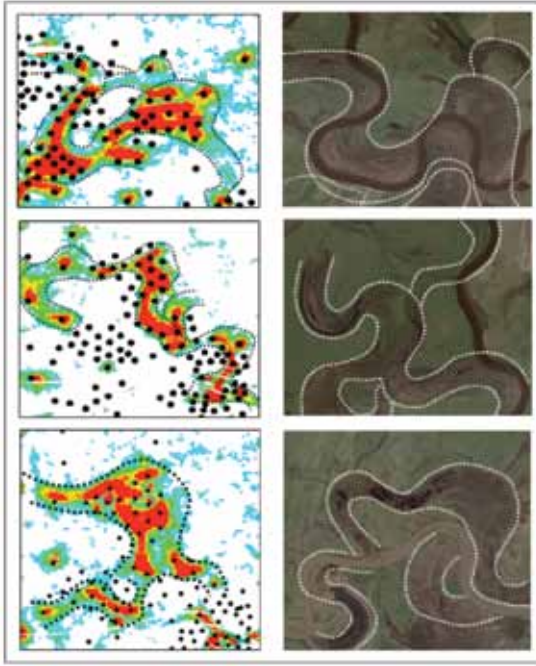


Figura 5. Comparación de formas de canales entre el volumen de probabilidad de canal y sectores del río Samborombón.

amalgaman las formas curvas) con los canales individuales, como se muestra en los tres ejemplos de la figura 5.

Por esta razón, es factible encontrar en un mismo nivel estratigráfico arenas que poseen buena correlación lateral (zonas de *point bar*), con canales aislados que los conectan y cuyo ancho es menor al distanciamiento entre pozos.

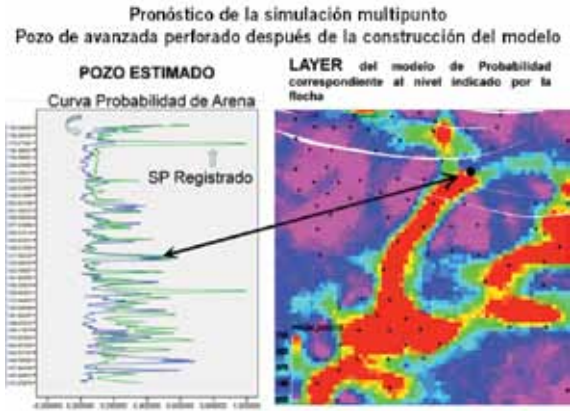


Figura 6. Estimación de pozo de avanzada. Comparación de la probabilidad de arena con el SP registrado al perforarse el pozo.

Esta relación de formas es una de las principales fuentes de incertidumbre en el pronóstico de canales en la formación Mina El Carmen y que la simulación multipunto puede resolver satisfactoriamente en algunos casos.

Por último, en la figura 6 se muestra el pronóstico realizado con el modelo de probabilidad de canal luego de 30 realizaciones y un pozo de avanzada que se perforó luego de la construcción del modelo. La comparación se efectúa mediante una curva de probabilidad de canal sintética generada en la ubicación del pozo y el perfil de SP registrado luego de su perforación.

Se aprecia que, en la mitad superior de la formación, la estimación es muy buena, mientras que su efectividad

# NORPATAGONICA

## LUPATECH

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



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

### LUPATECH FIBERWARE revestimiento de cañerías:

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

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

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



**Los ingredientes obtenidos exclusivamente de la industria de alimentos están ayudando a aumentar la producción de gas natural.**

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

**Solving challenges.™**

**HALLIBURTON**

disminuye en profundidad. Esto es debido a que menos pozos alcanzan la base de Mina El Carmen y, por ende, existen menos datos disponibles para el modelado estratigráfico (Larriestra y Gómez, 2008, 2009a y 2009b).

## Conclusiones

Los ensayos de simulación efectuados sobre los canales de la formación Mina El Carmen permiten destacar las ventajas comparativas de la simulación estadística multipunto por sobre el resto de los métodos de uso corriente. No tiene la alta entropía que exhiben las simulaciones gaussianas e indicadora y supera al modelo de objetos en cuanto a la complejidad de formas que puede representar. El resultado final posee bajo desorden y adapta las propiedades de la imagen de entrenamiento a las situaciones particulares de los datos. Esto permite que coexistan en la formación Mina El Carmen, *point bars* con canales aislados.

Como todos los modelos estadísticos, este tipo de simulación depende de los datos y de su distribución espacial, por lo que en las zonas sin datos, siempre será necesario recurrir a una variable secundaria para cosimular. Se sugiere utilizar el resultado de descomposición espectral (planos de potencia espectral) en el caso de que exista alguna sensibilidad de la sísmica en ese sentido. Por último, cabe destacar que si bien los algoritmos están optimizados, el tiempo de computación es mucho más elevado en los métodos de simulación estadística multipunto. Este trabajo fue realizado con el *software* público Sgems (Remy et ál., 2010). ■

## Agradecimientos

Los autores desean expresar su agradecimiento a las autoridades de CAPSA-CAPEX por el apoyo brindado en esta investigación y la autorización para su publicación.

## Bibliografía


- Bridge, J. y M. Leeder (1979), *A simulation model for alluvial stratigraphy: Sedimentology*, v. 26, p.617-644.
- Caers, J. y T. Zhang (2004), "Multiple-point geostatistics: a quantitative vehicle for integrating geologic analogs into multiple reservoir models", in Grammer, G., Harris, P. and Eberli, G. eds., *Integration of outcrops and modern analogs in reservoir modeling*, AAPG, Mem. 80, p. 384-394.
- Deutsch, C. (2002), *Geostatistical reservoir modeling*, Oxford Univ. Press, New York, 376 p.
- Deutsch, C. y A. Journel (1998), *GSLIB: Geostatistical software library and user's guide*, 2<sup>nd</sup> ed., Oxford Univ. Press, New York, 368 p.
- Deutsch, C. y L. Wang (1996), *Hierarchical object-based stochastic modeling of fluvial reservoirs*, Math. Geol., v. 28, nro. 7, p. 857-880.
- Goya, F., M. Cabrera, S. Schloepke, G. Palacios, H. Verdur y C. Larriestra (2008), "Stochastic 3D Modelling in Complex Reservoir Geometries", IAPG, VII CONEXPLOR, Mar del Plata.
- Guardiano, F. y R. Srivastava (1993), "Multivariate geo-statistics: Beyond vibariate moments", in Soares, A. ed., *Geostatistics Troia*, v. 1:Kluwer Academia, Dordrecht, p.133-144.
- Haldorsen, H. y E. Damsleth (1990), *Stochastic modeling*: J- Pet. Tech. V. 42, April, p.404-412.
- Kelkar, M. y G. Perez (2002), *Applied geostatistics for reservoir characterization*, SPE, 264 p.
- Journel, A. y T. Zhang (2006), *The necessity multiple-point prior*

*model*, Math. Geol., v. 38, nro. 5, p. 591-610.

- Larriestra C. y H. Gómez (2008), "Simulación secuencial estocástica Multipunto aplicada al análisis de incertidumbre de sistemas fluviales de alta sinuosidad Fm Mina El Carmen, Cuenca del Golfo San Jorge". VII Congreso Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, AAGGP, Mar del Plata. (Primer Premio Simposio de Modelado Geológico)
- Larriestra, C. y H. Gómez, (2009), "Multiple-point simulation applied to uncertainty analysis of reservoirs related to high sinuosity fluvial systems: Mina el Carmen formation, San Jorge gulf basin, Argentina" *Int. Assoc. Math. Geol. Annual Meeting*, Stanford University, USA.
- Larriestra, C. y H. Gómez (2009), "Uncertainty Analysis of Reservoirs from Meandering Fluvial Systems using Multiple Point Stochastic Simulation. Mina El Carmen Formation, San Jorge Gulf Basin, Argentina", *AAPG Annual Meeting*, Río de Janeiro, Brasil. (Award of Excellence "Top 10" Poster Presentation).
- Zhang, T., P. Switzer y A. Journel (2006), *Filter-based classification of training image patterns for spatial simulation*, Math. Geol., v.38,nro 1, p.63-80
- Remy, N., A. Boucher and J. Wu (2009), *Applied Geostatistics with SGeMS*, Cambridge Univ. Press, NY.
- Strebelle, S., (2002), *Conditional simulation of complex geological structures using multiple-point statistics*, Math. Geol., v. 34, nro. 1, p.1-21
- Xu, W. (1996), *Conditional curvilinear stochastics simulation using pixel-based algorithms*: Math. Geol., v.28, nro. 7, p. 937-949.

**Claudio Larriestra** es licenciado en Geología por la Universidad Nacional de Córdoba. Se desempeñó como geólogo investigador de la Universidad Nacional de Rosario, en el área de Sedimentología. Con más de veinte años de experiencia en análisis de datos aplicados a la exploración, caracterización y modelado geológico de reservorios, ha realizado trabajos para distintas compañías en varios países –Argentina, Venezuela, Bolivia, Ecuador y Perú–. Se ha desempeñado como analista de perfiles en la compañía Western Atlas Argentina y como jefe de estudios especiales para la compañía de petróleo CAPSA-CAPEX; y fue geólogo consultor independiente de exploración y evaluación de reservorios para Larriestra, Curia & Asociados. Desde 2002 preside Larriestra Geotecnologías S.A., compañía especializada en análisis estadístico de datos geológicos y geofísicos para exploración y producción, además de poseer una división de prospección geoquímica superficial. Es autor de más de 40 trabajos científicos publicados en el país y en el exterior, recibió varios premios en congresos nacionales e internacionales de su especialidad y es miembro de instituciones científicas nacionales e internacionales. Ha sido docente en la Universidad Nacional de Rosario y en la Universidad Nacional de la Patagonia.

**Hugo Gómez** es licenciado en Geología por la Universidad Nacional de La Plata y tiene un postgrado en Ingeniería de Reservorios por la Universidad de Buenos Aires, Exlog en Control Geológico. Ha trabajado en YPF en Control de Reservorios en Las Heras y ha sido jefe de Cutting en Cañadón Seco; ha sido geólogo de yacimiento en CAPSA-Diadema y jefe de Reservorios dedicado a Proyectos, desarrollo y control de Recuperación Secundaria. Actualmente trabaja en Geología de Desarrollo en CAPSA BA y como jefe de Geología de Desarrollo dedicado a proyectos de Primaria; también tiene experiencia en geoestadística en diferentes proyectos de caracterización para proyectos de primaria y secundaria en la CGSJ y Neuquina. Ha presentado numerosos trabajos y posters en diferentes congresos internacionales.



Construimos,  
innovamos,  
nos superamos y  
lideramos en una industria  
que nos apasiona

Ingeniería, construcción y servicios

**125** Celebrando nuestros  
primeros 125 años

**SKANSKA**

[www.la.skanska.com](http://www.la.skanska.com)



# Crterios de diseo de ductos y redes de gas

Por *Ing. Oscar Guillermo lvarez*

**La simulacin tambin tiene un importante rol cuando se aplica a la operacin de redes ya que busca facilitar la observacin de las variables operativas y ensayar caminos en caso de modificacin de alguna de ellas.**

Las tcnicas de simulacin se aplican en el anlisis de la operacin de redes existentes o en el diseo de ampliaciones o modificaciones. Estas tcnicas requieren de la construccin de un modelo matemtico simplificado que facilita la representacin de las condiciones de operacin (actuales o futuras), lo que a su vez simplifica la observacin de los parmetros operativos en todo el sistema y su respuesta frente a distintas alternativas de modificacin.

Los resultados obtenidos por la aplicacin de las tcnicas de simulacin reflejan con mucha exactitud las variaciones de las variables de control reales solo en aquellos casos en que el modelo se ajusta a la red por analizar. Por lo expuesto, es necesario invertir tiempo en la construccin y verificacin del modelo, analizando las simplificaciones por introducir y comparando los resultados obtenidos de la simulacin con valores reales obtenidos de la red. El modelo de simulacin debe incluir bsicamente la siguiente informacin: caractersticas del

fluido por transportar, características geométricas más importantes de la red y distribución y característica de la demanda abastecida.

## Régimen estático y dinámico

El gas natural es considerado un fluido newtoniano, por lo tanto, el transporte de fluidos responde a las leyes de la mecánica clásica, y se presentan fenómenos de rozamiento, continuidad de la materia e inercia.

Los sistemas de transporte o distribución de fluidos tienen una respuesta dinámica, pero existe una condición de transporte muy particular donde alcanzada una condición de régimen operativo, las variables de control se mantienen constantes a lo largo del tiempo. Esto se denomina *régimen permanente*. Si bien esta condición no resulta muy común, el análisis de ella nos permite deducir las fórmulas que rigen el transporte.

La fórmula general que rige el transporte de gas por cañerías se puede deducir a partir de la ecuación de Bernoulli para flujo real (con rozamiento) de un fluido que circula en régimen permanente.

$$Q = Ka \cdot \frac{T_o}{P_o} \cdot \sqrt{(P_1^2 - P_2^2) - \Delta P_{fr}} \cdot \sqrt{\frac{D^5}{f \cdot z \cdot L \cdot G \cdot T}}$$

En m<sup>3</sup>/d.

Las variables que se utilizan para el control del sistema son: la presión en ambos extremos del conducto, el caudal circulante y las características del fluido por transportar. Por tratarse de un fluido compresible, estas variables pueden atravesar variaciones en el transcurso de tiempo, es decir, son funciones del tiempo.

Por lo tanto, si tomamos un volumen de control para analizar la circulación de un fluido compresible (figura 1), se pueden presentar dos regímenes de transporte:

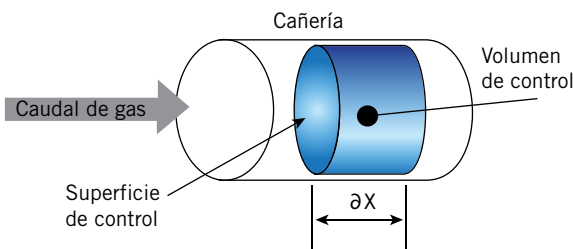


Figura 1.

El régimen estático o permanente es aquel en el que se verifica que la masa que ingresa ( $M_e$ ) al sistema es similar a la masa que sale ( $M_s$ ), por lo cual, la masa almacenada en el sistema es constante, entonces, la presión media no es función del tiempo ni hay variación del volumen almacenado en el sistema. Matemáticamente este régimen queda expresado por:

$$M_e - M_s = M_f - M_i = 0$$

Donde:

$M_f$  = masa final.

$M_i$  = masa inicial.

Es decir que las variables de control de la operación son independientes del tiempo, sólo responden a las ca-

racterísticas físicas del sistema. Este régimen es difícil de reproducir en la operación de sistemas de transporte de fluidos compresibles, dado que todas las variables (consumo, etc.) se deben mantener constantes en el tiempo.

El régimen transitorio o no permanente es aquel en el que se verifica que la masa que ingresa al sistema ( $M_e$ ) es diferente de la masa que sale ( $M_s$ ), por lo cual hay variación del volumen almacenado en el sistema (la masa almacenada en el sistema aumenta o disminuye en respuesta a las perturbaciones que afectan el sistema), por lo tanto, la presión media de cada tramo es función del tiempo. Matemáticamente este régimen queda expresado por:

$$M_e - M_s = M_f - M_i = \text{Variación de stock}$$

Es decir que las variables de control de la operación no son independientes del tiempo, responden a las características físicas del sistema y a las perturbaciones introducidas por los usuarios, productores, etc. Este régimen se presenta diariamente y es apreciable en la operación del sistema de transporte.

Este fenómeno ocurre también en los sistemas de distribución operados a presiones menores a 22 bar, pero, como tienen un pequeño volumen almacenado dentro de la red, carecen de la capacidad para hacer frente a importantes variaciones de demanda, entonces, trasladan el efecto rápidamente al sistema de transporte.

## Diseño de redes

Existen importantes diferencias entre sistemas en operación y el diseño de sistemas nuevos. En el caso de los sistemas en operación, se dispone de gran cantidad de información al momento de analizar su respuesta en diferentes condiciones operativas, esto permite ajustar el modelo a la realidad.

Al momento de realizar el diseño de un sistema nuevo, el proyectista desconoce su geometría, que le hubiera permitido resolver el problema; tampoco conoce cómo y cuál es la respuesta de este sistema frente a los cambios de las variables a través del tiempo.

El diseño de redes se realiza inicialmente en régimen estacionario. El objetivo de este trabajo es dimensionar la geometría requerida por el sistema para poder resolver las necesidades de ampliación del sistema.

En el caso de las redes de distribución, este estudio se realiza atendiendo el abastecimiento de los consumos en las horas pico. La capacidad de almacenamiento de este tipo de redes es muy pequeña, por lo tanto, tiene muy poca incidencia el *stock* almacenado para cubrir el incremento o variación de demanda. Por este motivo, la solución obtenida del estudio es la que se debe implementar.

No ocurre lo mismo en el caso del diseño de redes de gasoductos troncales, el análisis en régimen estacionario es condición necesaria, pero no suficiente para diseñar el sistema. Ello se debe a que el sistema se diseña para el caudal promedio diario de la capacidad de transporte firme contratada.

El *stock* almacenado en la red se utiliza para cubrir las variaciones de demanda que se van presentando en la operación normal del sistema y como es función de la presión media de cada tramo, puede modificar los pará-

metros de control de los diferentes componentes del sistema, es decir, puede modificar la solución planteada en el análisis estacionario.

El empleo del *stock* en la solución del problema operativo plantea la necesidad de realizar análisis transitorios a los efectos de evaluar la respuesta dinámica del sistema diseñada frente a las variaciones de las condiciones operativas.

### Criterios de diseño

Los criterios de diseño de sistemas de gasoductos dependen de las características físicas de los sistemas. Resulta interesante analizar por qué las redes de distribución y de transporte se diseñan para distintas condiciones de consumo.

En el caso de las redes de distribución, el diseño se realiza para el abastecimiento de los consumos en la hora pico, ello se debe a la necesidad de sobredimensionar la red a los efectos de poder abastecer siempre la totalidad de los consumos.

Si el sistema se diseñara para el caudal promedio diario de la capacidad de transporte firme contratada, la red no podría mantener el abastecimiento de la demanda durante gran parte del tiempo.

Este efecto es causado por el tipo de demanda abastecida por la red; en el caso de la red de distribución de Buenos Aires, la media horaria del consumo es del orden del 4,1%; mientras que la demanda horaria fluctúa entre el 1% del consumo diario en horas de la madrugada, al 7% al mediodía. Si se hubiera diseñado la red para la condición media, no resultaría posible el abastecimiento del consumo que superara ese volumen en condiciones operativas aceptables, ya que la red no poseería capacidad de respuesta.

En el caso de las redes de transporte, el diseño se realiza en función del caudal promedio diario de la capacidad de transporte firme contratada, ello se debe a la necesidad de no sobredimensionar la red y optimizar la inversión necesaria, con el objetivo de poder abastecer siempre la totalidad de los consumos.

Si el sistema se diseñara para el caudal pico diario de la capacidad de transporte firme contratada, la red de

transporte estaría siendo diseñada para abastecer la demanda de un pequeño periodo de tiempo, lo que requiere un elevado nivel de inversión para un muy bajo nivel de utilización.

Por ello, resulta necesario realizar estudios en régimen dinámico que permitan evaluar la respuesta del sistema frente a los escenarios de máxima demanda y que pueden modificar la configuración geométrica obtenida como solución al problema desde una evaluación en régimen estacionario.

### Información necesaria

Para el diseño o evaluación de redes de transporte y distribución es necesario conocer la siguiente información:

- 1.- Puntos de inyección al sistema, se debe contar con la característica del gas por transportar (cromatografía, temperatura, etc.), volumen máximo disponible y la presión máxima de inyección.
- 2.- Estaciones de medición y regulación; capacidad máxima de transferencia, máxima presión regulada y descripción de la instalación.
- 3.- Plantas compresoras: máxima potencia instalada, cantidad y tipo de máquinas, mapa del compresor instalado, descripción de la instalación, máxima presión de descarga, caudal y condiciones operativas de diseño, etcétera.
- 4.- Cañerías: diámetro, tipo de material, espesor, máxima presión operativa (MAPO), etcétera.
- 5.- Demanda: ubicación, tipo y características de los usuarios, variación horaria, total diaria, etcétera.
- 6.- Características del fluido por transportar: cromatografía, densidad relativa al aire, cantidad de agua, etcétera.
- 7.- Características de traza: altimetría, topología de la ruta, población en las cercanías, cruces de ríos, rutas, etcétera.
- 8.- Características del suelo: dependiendo de la longitud del sistema, pueden existir diferencias en los tipos de suelo que se atraviesan, por ello se deben definir áreas. Para cada una de estas áreas se requiere: tipo de suelo, capacidad de transferencia de calor, temperatura del suelo, etcétera.

Etapa del proyecto	Estudio en régimen estático	Estudio en régimen dinámico
Prefactibilidad/ Factibilidad	Permite dimensionar el sistema y estimar un monto de inversión.	Solo en situaciones especiales.
Diseño	Define la solución a implementar.	Verifica que la solución adoptada cumpla con los requisitos operativos.
Operación programada	Fija las condiciones de inicio del estudio.	Predice el comportamiento de las variables operativas según las hipótesis de desarrollo de las tareas.
Operación especial		Permite conocer la respuesta de las maniobras por realizar durante el operativo.
Análisis posoperativo		Permite verificar la eficacia de las maniobras planificadas y evaluar alternativas para futuras operaciones especiales.
Estudios de investigación de problemas particulares		Estudios de mucha precisión permiten observar los cambios de las variables operativas en situaciones particulares que lo requieren o que están siendo investigadas.

Tabla 1.



## Etapas del proyecto

No resulta necesario implementar todos estos estudios en todas las etapas de un proyecto o sistema en operación. El encargado de la evaluación de cada proyecto debe tener en cuenta sus particularidades y los objetivos perseguidos para la definición del estudio a encarar.

En la tabla 1 se plantea un criterio sobre qué estudio o evaluación realizar en cada paso.

## Conclusiones

En definitiva, el problema se reduce a una interacción entre la precisión de los resultados obtenidos y el tiempo empleado para la realización del estudio. Esta situación debe ser resuelta por el especialista, quien, sobre la base de su experiencia y habilidad, deberá decidir cuál es el grado de estudio que se debe aplicar en cada caso.

La precisión de los resultados obtenidos depende también de la cantidad y calidad de información y del tipo de herramienta disponibles para realizar la simulación.

En el mercado existen y están disponibles varios desarrollos de herramientas que resuelven, con diferente grado de precisión, este tipo de problemas. Por ello se debe analizar cuál es la herramienta que mejor se adapta al tipo de estudio por realizar.

Finalmente, resulta necesario contar con personal especializado y experimentado en el desarrollo y solución de estos temas, que tenga la capacidad de interpretar en forma correcta los resultados obtenidos de la simulación. ■

## Bibliografía

Álvarez, Oscar G., Hugo A. Carranza, Jorge A. Casanova y Carlos A. M. Casares: "Diseño de Gasoductos para abastecimiento de Centrales Eléctricas". 4.º

LACGEC, Río de Janeiro, Brasil. Disponible en: <http://www.gnc.org.ar/downloads/Trabajo%2074%20bis.pdf>

"Impacto de las Diferencias Altimétricas en el Análisis Dinámico y Operación de Gasoductos". *Ductos 2003*, Río de Janeiro, Brasil.

GIMOR: *Flujo Estacionario en Redes Anilladas*, 2002.

"Diseño de gasoductos con grandes diferencias Altimétricas", *IV.º Seminario Internacional en Exploración y Desarrollo de Oil y Gas*. Lima, Perú.

Álvarez, Oscar G., Hugo A. Carranza, Jorge A. Casanova y Carlos A. M. Casares: "Natural Gas Power Generation, Basic Pipeline Design Requirements". *PSIG 0105, Annual meeting*, Salt Lake City, Utah, Estados Unidos. Disponible en: <http://www.psig.org/papers/2000/0105.pdf>

*Estaciones de compresión combinadas*. Río Pipeline 2007, Río de Janeiro, Brasil.

**Oscar Guillermo Álvarez** es ingeniero civil por la Universidad Tecnológica Nacional, con más de 30 años de experiencia en el diseño y operación de redes de transporte y distribución de gas. Ha sido miembro fundador del Grupo de Interés en Modelado y Operación de Redes (GIMOR), ha dictado cursos y conferencias, y realizado publicaciones de trabajos en ámbitos nacionales e internacionales. Se desempeñó como jefe del Departamento de Ingeniería Operativa del Despacho Nacional de Gas (Gas del Estado), fue jefe de Planeamiento del Sistema en Transportadora de Gas del Norte (TGN) y gerente de Operaciones en el Gasoducto Cruz del Sur y BG Uruguay.

# MARTELLI ABOGADOS

Sarmiento 1230, piso 9, C1041AAZ, Buenos Aires, Argentina  
Tel +54 11 4132 4132 - Fax +54 11 4132 4101  
[info@martelliabogados.com](mailto:info@martelliabogados.com) [www.martelliabogados.com](http://www.martelliabogados.com)



# Análisis en régimen transitorio y su aplicación en gasoductos de alta presión

Por *Lic. Rubén Librandi*

**Este trabajo expone dos ejemplos relacionados, en los que la simulación se utiliza para analizar el transporte de gas en alta presión.**

**U**n sistema de transporte de gas en alta presión consiste básicamente en un punto de recepción, al menos un gasoducto troncal con plantas compresoras intermedias y varios puntos de entrega.

Tanto para el diseño de uno nuevo como para la ampliación de uno existente, recurrimos a modelos de simulación en estado estacionario, en los que se verifica que “todo lo que ingresa debe ser igual a lo que egresa”. En otras palabras, que la masa de gas almacenada se mantiene constante.

Estos modelos estacionarios tienen un nivel de complejidad que fue superado con la aparición de la computadora personal y su uso masivo.

El incremento sostenido de la capacidad de procesamiento de los ordenadores permitió, además, resolver mediante métodos numéricos las ecuaciones diferenciales que describen al régimen transitorio. Esto pone a nuestra disposición una invaluable herramienta que nos permite abordar problemas como los que presentaremos a continuación.

Las dos condiciones extremas que pueden acontecerle a un gasoducto son la rotura y el bloqueo, el significativo desbalance de masa que provocan vuelve inaplicable el enfoque en régimen estacionario (masa constante), por lo tanto, deberá recurrirse al análisis en régimen transitorio.

En el presente trabajo exponemos un ejemplo de cada caso que casualmente se dieron en el mismo gasoducto, el cual transporta gas desde la Argentina hacia Chile a través de la cordillera de los Andes.

Ellos son, en el caso 1, una rotura de línea ocurrida en 2002; y en el caso 2, un bloqueo programado de línea en 2005. El primero está basado en un trabajo presentado en el Pipeline Simulation Interest Group (PSIG) de 2002; el segundo, en un trabajo presentado en el Grupo de Interés en Modelado y Operación de Redes (GIMOR) en 2007.

## Caso 1: rotura de un gasoducto

Se trata de una condición extrema con muy baja probabilidad de ocurrencia, las veces que ha tenido lugar ha sido en casos que no disponían del sistema de supervisión y adquisición de datos SCADA –que permite el control y monitoreo de los sistemas de transporte de gas– o que fue instalado con posterioridad.

El caso que nos ocupa aconteció en un sistema cuya tecnología nos permitió disponer de la información necesaria, tanto para sacar conclusiones del incidente como para conocer la confiabilidad del modelo para abordar este tipo de problema.

El estado estacionario, que utilizamos, ya sea para efectuar un diseño, como para analizar maniobras operativas, puede ser considerado como un problema de flujo isotérmico. El fenómeno de rotura, en cambio, es un problema de flujo adiabático donde el gasoducto se comporta como una garganta de tobera, en la que el fluido alcanza una velocidad igual a la del sonido, y la brusca despresurización viene acompañada por un rápido descenso de temperatura.

### Descripción del sistema

Para situarnos en el problema, mostramos un esquema simplificado del sistema que se trata de un gasoducto troncal de 20 pulgadas de diámetro y con una MAPO (máxima presión admisible de operación) de 93,1 barg (figura 1).

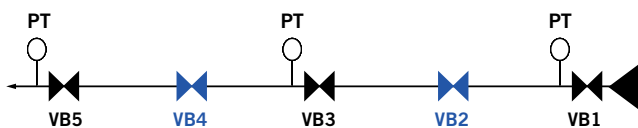


Figura 1.

En la tabla 1, figura la información correspondiente al esquema y forma parte de los datos necesarios para el análisis.

Sólo las válvulas impares tienen instalados transmisores de presión (PT) que nos permiten su medición y comando en forma remota. En cuanto a las pares, al no disponer de este elemento, debemos inferir los parámetros a través de la simulación.

Cabe aclarar que la ubicación precisa de la rotura que figura en tabla se determinó con posterioridad, por lo

Punto	Progresiva km	Altimetría m	SCADA PT?
PC N°1	0,0	320	Sí
VB1	0,0	320	Sí
VB2	31,4	425	No
Rotura	40,0	650	
VB3	63,4	784	Sí
VB4	94,1	1966	No
VB5	126,2	3644	Sí

Tabla 1.

tanto, era desconocida durante el transcurso de los acontecimientos que describimos a continuación.

### Sucesión cronológica de los eventos

Una vez efectuada la descripción física del sistema, pasamos a describir la cronología de los eventos. Estos se iniciaron una vez detectada la rotura y, con el objetivo de aislarla, desde sala de control, se procedió a sacar de servicio a la PC N.º 1 y cerrar las válvulas VB1, VB3 y VB5 en los tiempos detallados.

Si bien es posible operar algunas válvulas por vía remota, todas tienen instalados unos presostatos calibrados para que se cierren en caso de baja presión y en forma local. En el caso específico de la VB2, el valor de calibración es de 24,5 barg.

El perfil de presión en el instante en que se produce la rotura ( $t=0$ ) será para nosotros la **condición inicial** de nuestro problema, es decir,  $P(x,0)$ .

Punto	Evento	t hh:mm	t minutos
pk 40,0	Rotura	22:44	0
PC N.º1	F/S remoto	23:01	17
VB3	Cierre remoto	23:01	17
VB5	Cierre remoto	23:01	17
VB1	Cierre remoto	23:08	17
VB2	Cierre local ?	??:??	??
VB4	Cierre local ?	??:??	??

Tabla 2.

Al sacar de servicio la PC N.º 1, en el minuto 17, el sistema dejó de tener aporte de gas, y, a partir de ese instante, quedó aislado el tramo VB1–VB5 (tabla 2).

Dado que este análisis se efectúa con posterioridad a los hechos, la ubicación precisa de la rotura ya es conocida y vemos que el problema quedó circunscrito al tramo VB1–VB5 a partir del minuto 17 y luego al VB1–VB3 en el minuto 24.

Una vez que la presión en VB2 alcanzó el valor de calibración de 24,5 barg, se cerró esta válvula y se confinó el problema al tramo VB2–VB3. Lo que no sabemos es el instante en el cual se cerró y es lo primero que debemos determinar.

### Evolución de la presión en cabecera PC N.º 1/VB1

Así como necesitamos una condición inicial  $P(x,0)$ , también necesitamos una condición de borde  $P(0,t)$  que estará dada por los valores de presión medidos en la VB1 que graficamos en la figura 2.

Disponemos, entonces, de toda la información necesaria para el análisis, es decir, la configuración del sistema, la condición inicial  $P(x,0)$  y la de borde  $P(0,t)$ .

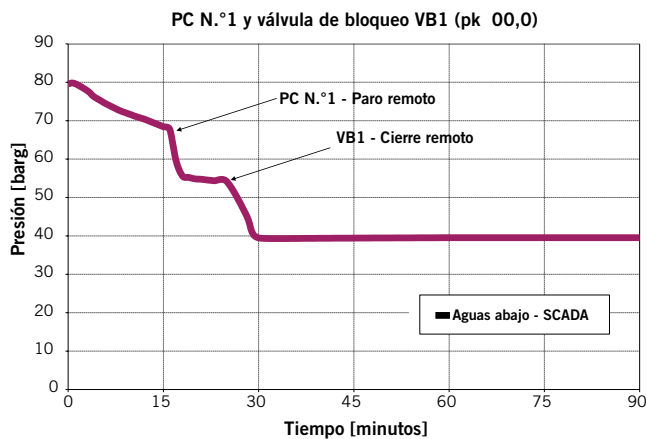


Figura 2.

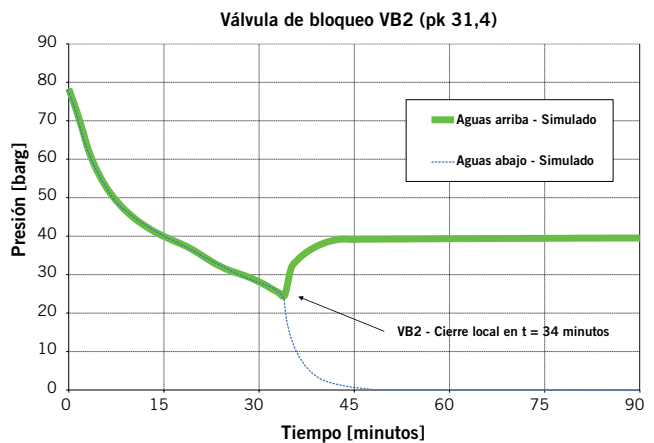


Figura 4.

### Comparación entre variables medidas y calculadas

Una vez conocida la evolución de la presión medida en VB3, procedemos a compararla con la calculada; esta información es de vital importancia para entender cómo responde el modelo ante este tipo de problemas y qué podemos esperar de él (figura 3).

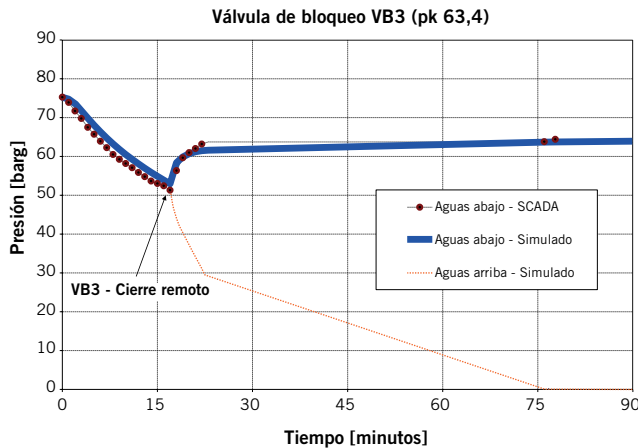


Figura 3.

Observamos que la diferencia entre “realidad y simulación” es mínima y, por lo tanto, serán confiables los resultados obtenidos de aquí en adelante.

A partir del instante de cierre, las presiones en ambos lados de la válvula evolucionaron de manera diferente; aguas abajo, la presión tiende a estabilizarse mientras que aguas arriba, cae a cero, dado que se encuentra del lado de la rotura.

### Primer resultado: instante en que se cierra VB2

La presión en la VB2 cae hasta alcanzar el valor de cierre que se da a los 34 minutos, de allí en más, sucede un fenómeno análogo al anterior, pero en este caso la falla se encuentra aguas abajo de la válvula, por eso la presión cae a cero (figura 4).

### Segundo resultado: volumen venteado

Sabiendo que en el minuto 17 se produjo la salida de servicio de la PC N.º 1, y en el 34, el cierre local de VB2, obtenido de la simulación, estamos en condiciones de calcular el volumen de gas venteado.

El caudal a través de la rotura alcanza un pico para luego decrecer debido a la despresurización que ella misma provoca.

Se observan también cambios en la pendiente a raíz de que el tramo afectado involucra a todo el sistema en el minuto 0; al tramo VB1–VB3 a partir del 17, y por último, sólo al tramo VB2–VB3 a partir del 34 (figura 5).

Integrando los valores de caudal se obtiene el volumen venteado, por lo tanto, cuando el primero tienda a cero, el segundo tenderá a un valor constante, y dará como resultado 1,20 MSm<sup>3</sup> (millones de metros cúbicos estándares).

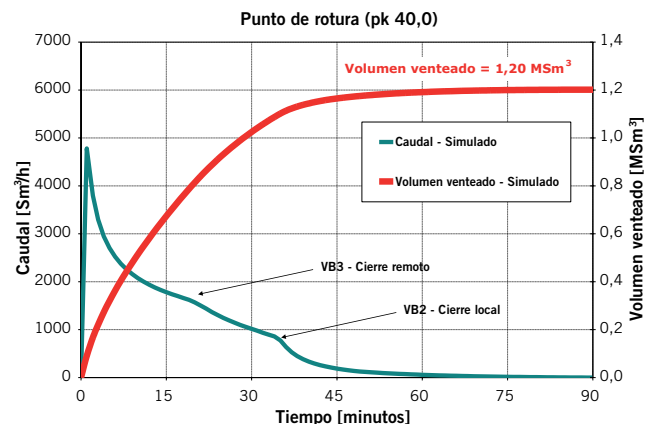


Figura 5.

### Perfiles de presión para distintos instantes

Conocemos el perfil en t=0 que utilizamos como condición inicial del problema, pero es interesante analizar cómo y con qué velocidad se fue modificando durante el transcurso de los acontecimientos.

La rotura provoca la inversión del sentido de circulación, ya que todo el gas disponible fluye hacia ella, y esto se pone de manifiesto en el cambio de pendiente de los sucesivos perfiles con respecto al inicial.

Apenas un minuto después del cierre remoto de la válvula VB3, la diferencia de presión entre ambos lados es de 15 barg, valor que ni siquiera se puede comparar con el de una operación normal (figura 6).

Tenemos ahora el estado del sistema en el instante t=34, cuando se cierra localmente la VB2, mientras que

>> Última tecnología  
propia en equipos  
de Perforación y  
Workover

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



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

Una empresa de Nabors Drilling International Ltd.

[www.nabors.com](http://www.nabors.com)

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

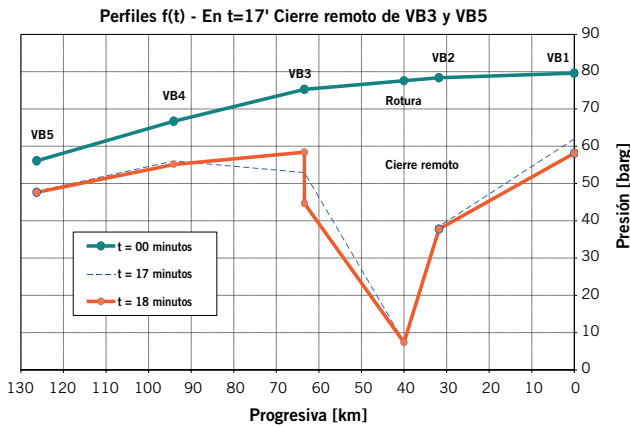


Figura 6.

en la VB3 la diferencia de presión continuó en aumento y llegó casi a 50 barg (figura 7).

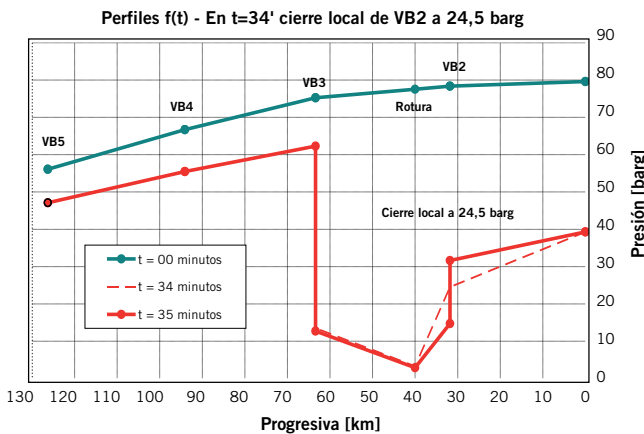


Figura 7.

Para finalizar, comparamos el perfil inicial con el final, donde ya tenemos el tramo VB2-VB3 totalmente despresurizado, mientras que el resto, al haber sido aislado oportunamente, permanecerá con gas entrampado (figura 8).

Es interesante hacer notar que a pesar de no existir circulación de gas, el perfil final entre VB3-VB5 no es plano y esto se debe a la marcada diferencia de altimetría entre ambos puntos.

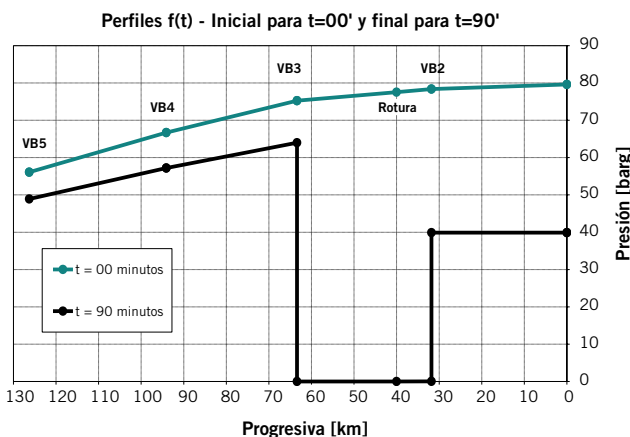


Figura 8.

## Balance de masa por tramos

Habíamos determinado que el volumen venteado era de  $1,20 \text{ MSm}^3$ , ahora analizaremos el aporte a este, tramo por tramo.

Sabemos que sólo el tramo VB2-VB3 pierde la totalidad de su *linepack*, mientras que los demás hacen aportes parciales en función de su cercanía a la falla y del instante en que fueron aislados (figura 9).

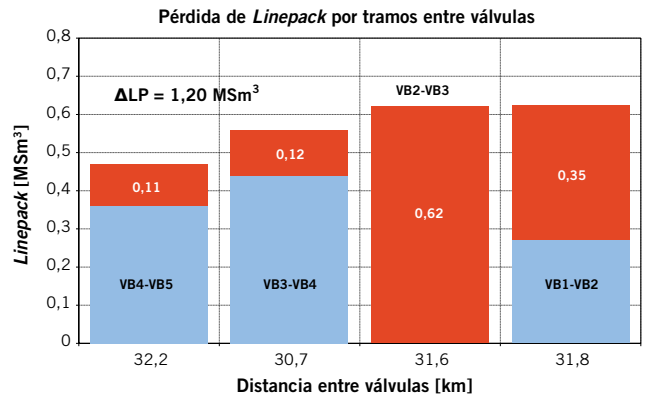


Figura 9.

## Caso 2: Revalidación de la MAPO de un gasoducto

### Introducción y objetivo

A continuación, analizamos un bloqueo programado de gasoducto, cuya motivación fue la necesidad de revalidarlo para restituir el valor de MAPO a su valor de diseño.

La MAPO se encontraba limitada a 79,0 barg, y el mecanismo de reprobación consistió en presurizarlo gradualmente hasta alcanzar el valor deseado de 93,1 barg.

Se trata del mismo gasoducto mencionado en el caso 1, sólo que ahora es mayor la longitud involucrada; comprende al tramo entre las dos plantas compresoras (figura 10).

Una característica distintiva de este gasoducto es el papel que juega la altimetría, cuestión para nada habitual y absolutamente despreciable en cualquier sistema argentino.

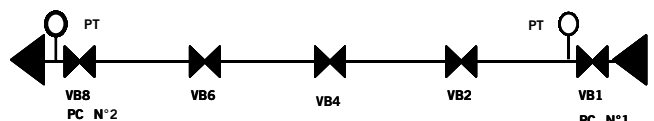


Figura 10.

### Descripción del sistema

En la tabla 3 figura la información del sistema que necesitamos para nuestro análisis, vemos que la PC N.º 1 se encuentra instalada a 320 m, mientras que la PC N.º 2 se encuentra a 3.655 m sobre el nivel del mar.

Esta diferencia hace que aunque alcancemos el valor deseado de 93,1 barg en la PC N.º 1, no podremos superar nunca los 68,9 barg en la PC N.º 2, y el motivo es el peso de la columna del gas entrampado entre ambas (no hay circulación).



## 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.**

Punto	Progresiva km	Altimetría m	SCADA PT?
PC N°1	0,0	320	Sí
VB1	0,0	320	Sí
VB3	63,4	784	Sí
VB5	126,2	3644	Sí
VB7	168,2	3326	Sí
VB8	188,2	3655	Sí
PC N°2	188,0	3655	Sí

Tabla 3.

### Necesidad de revalidación de una línea

Se aplica a aquellas que han operado en forma prolongada a presiones inferiores a las de diseño, y se trata de un tema de integridad que excede el alcance de este trabajo (ver NAG100 / MAPO o bien ASME B31.8 / *Uprating*).

Las tareas realizadas antes y durante el operativo son las siguientes y, como veremos, no involucran solamente a la empresa transportista, sino también a la comunidad vecina:

- Viviendas en el área de riesgo–Información personal.
- Difusión a la población en general–Diarios y radios.
- Apoyo para el operativo–Policía, Bomberos, ambulancias.
- Carteles–En cruces de rutas nacionales, provinciales y caminos
- Centro operativo–Para la concentración de las comunicaciones.

De lo expuesto se desprende que el objetivo consiste en cumplir con las tareas en el menor tiempo posible y recurrir a la simulación en régimen transitorio para programarlas.

El tipo de maniobras a realizar sobre el gasoducto son básicamente las dos que siguen:

- Incremento de presión a una velocidad menor a 2 barg/hora.
- Estabilización (detección de fugas a pie y sobrevuelo de la línea).

La tabla 4 establece, junto a las tareas programadas, los tiempos asignados a cada una, tenemos los tres perfiles: inicial, intermedio y final, como así también las dos rampas de presurización intermedias que permiten pasar de uno a otro, respetando la velocidad establecida.

Etapa	Período Inicio	Período Fin	Actividades/Tareas	P <sup>1</sup> barg	P <sup>2</sup> barg	LP MSm <sup>3</sup>	ΔLP MSm <sup>3</sup>
Inicial	-02:00	00:00	Estabilización	79,0	58,9	2,915	
Primera rampa	00:00	04:00	Incremento 2 barg / hora				0,325
Intermedia	04:00	08:30	Estabilización Detección de fugas sobrevuelo	87,0	64,6	3,240	
Segunda rampa	08:30	11:30	Incremento 2 barg / hora				0,550
Final	11:30	13:30	Estabilización Detección de fugas sobrevuelo	93,1	68,9	3,465	

Tabla 4.




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

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

Los próximos cursos que se dictarán, son:

PROGRAMA DE INSPECTOR DE RECUBRIMIENTOS

- **CIP – Nivel1**  
 Buenos Aires, 24 al 29 de septiembre de 2012

PROGRAMA DE PROTECCION CATODICA

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

Vacantes limitadas.

Para más información consultar [www.iapg.org.ar/cursos](http://www.iapg.org.ar/cursos)





# ENARSA Trabaja

ENARSA trabaja diariamente con el fin de mejorar y aumentar la producción, distribución y comercialización de gas en todo el territorio nacional. Estamos llevando gas natural, por primera vez, a 6 provincias argentinas, que representan más de 5 millones de familias como la tuya. Además, estamos aumentando la disponibilidad del recurso y estamos mejorando la provisión en todo el país.

- Ampliación del Gasoducto Fueguino - Loop Regional sur.
- Comercialización del gas de Bolivia.
- Gasoducto Juana Azurduy.
- Planta de Inyección de Gas Sintético - Esteban Echeverría.
- Planta de Regasificación de Gas Natural Licuado.
- Proyecto Gasoducto Noreste Argentino (GNEA).

Inyectándole energía a tus ganas de crecer.  
ENARSA Gas.

[www.enarsa.com.ar](http://www.enarsa.com.ar)



**EN AR SA**

Energía Argentina S.A.

**ARGENTINA**  
UN PAÍS CON BUENA GENTE



Presidencia de la Nación

## Perfiles de presión

Sea cual fuere la condición del sistema previa al operativo, se lo deberá acondicionar antes de iniciarlo.

Graficamos a los tres perfiles programados junto al de altimetría, donde queda de manifiesto que los primeros son un fiel reflejo del último (figura 11).

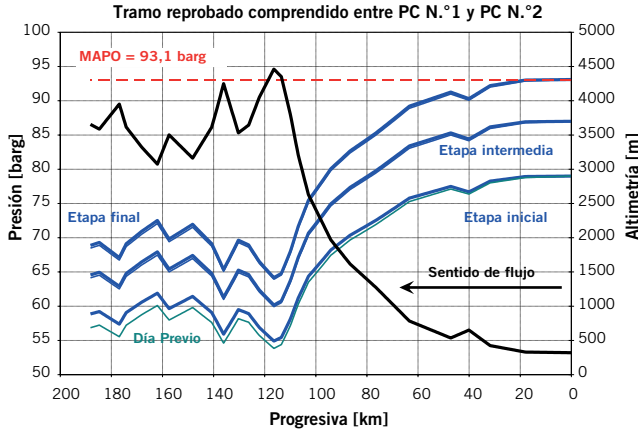


Figura 11.

Las líneas delgadas por debajo de las azules indican el momento en el cual finaliza cada rampa, es decir, se interrumpe un proceso sostenido de presurización para permitirle al sistema alcanzar cada estado de equilibrio programado.

Al tener bloqueado el ingreso a la PC N.º2 sólo tenemos control del sistema desde la PC N.º1

Esto es lo que vemos en la figura 12 que representa la evolución temporal de las variables donde vemos las tres etapas de estabilización y las dos rampas de presurización intermedias.

## Evolución de las variables en el tiempo

Asumimos un tiempo de acondicionamiento de dos horas durante la jornada previa de operación normal, seguido de otro anormal, donde tiene lugar el operativo que nos ocupa (por ello, la figura 12 tiene su origen en  $t=-2$ ).

Al bloquear al gasoducto en la PC N.º 2, sólo tenemos control del sistema desde la PC N.º 1; vemos ahora cómo

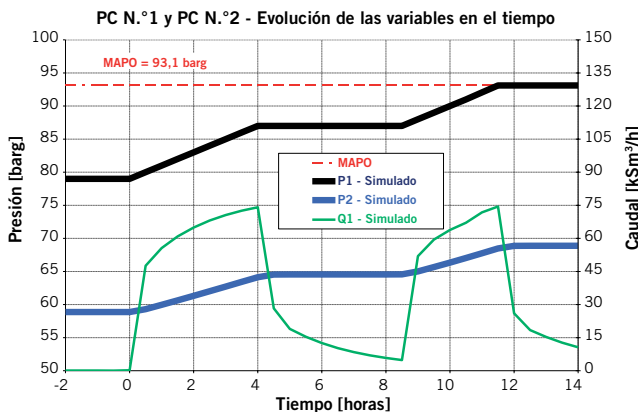


Figura 12.

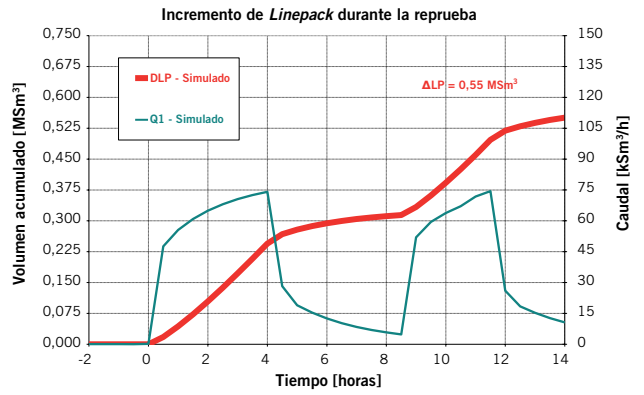


Figura 13.

evolucionan en el tiempo las variables, es decir, las tres etapas de estabilización junto a las dos de presurización.

El gas comprimido por PC N.º 1 será inyectado al sistema mientras sea necesario presurizarlo, pero deberá ser reciclado dentro de la planta para mantener constante la presión durante los períodos de estabilización.

La evolución del bloqueo de la cañería (*linepack*) guarda una relación directa con la evolución de las presiones ya que es directamente proporcional a ellas, en cambio, la relación con el caudal inyectado es la que existe entre una función y su derivada, como se observa en la figura 13.

Como cierre, comparamos los parámetros determinados del análisis previo con los obtenidos mediante el sistema SCADA, y, tal cual lo esperado, se encuentran en perfecta concordancia.

Mientras que es la PC N.º 1 la que impone la presión, el valor de esta en la PC N.º 2 será el que resulte de lo anterior y de las características del sistema.

Se observa la perfecta concordancia entre los valores calculados y los medidos, y, al tratarse de un análisis dinámico, esta debe darse tanto en los valores de presión como en los de tiempo (figura 14).

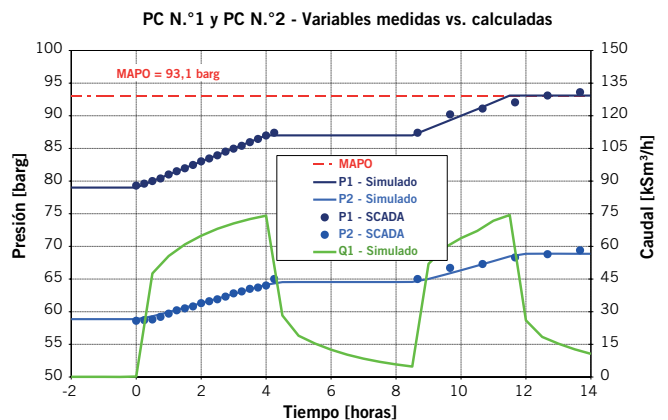


Figura 14.

## Cierre y conclusiones

Surge, entonces, la pregunta acerca de cuál es la utilidad de estudiar una rotura, si es un hecho aleatorio y de bajísima probabilidad.



## EMPRESA NEUQUINA DE SERVICIOS DE INGENIERÍA S.E

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



Una respuesta es la que mencionamos: calcular el volumen de gas venteado a la atmósfera cuando hay eventos (cierre de válvulas) en tiempos desconocidos, que debemos determinar.

Otra, y mucho más importante, es que algunos sistemas tienen instaladas válvulas de línea que no bloquean en función de una presión mínima de calibración, sino que actúan cuando detectan la “velocidad” con que esta varía, es decir,  $\Delta P/\Delta t$ .

El proceso de calibración consiste en simular roturas en distintos puntos de la cañería para obtener de este modo los parámetros  $\Delta P/\Delta t$  para cada una.

Esto constituye el valor del primer caso analizado, ya que no es habitual conocer la *performance* de un modelo para simular condiciones de flujo adiabático y esto nos permite saber que lo hace satisfactoriamente.

Con respecto al segundo caso, la conclusión es obvia: la simulación es una herramienta importante, ya que no es posible programar un operativo de tal envergadura desconociendo el comportamiento dinámico del sistema involucrado, es decir, la posibilidad de alcanzar los parámetros previstos en los tiempos estipulados. ■

### Bibliografía

Santos, L., *Informática Aplicada a Gasoductos*. Gas del Estado.

Santos, L., *Optimización de Gasoductos en Estado Estacionario y Transitorio*. Gas del Estado.

Osciadacz, A., *Simulation and Analysis of Gas Networks*. Warsaw University.

Shames, I., *Mecánica de fluidos*. Mc Graw Hill.

Schulz, W., *Dinámica de gases*. Editorial Científica Universitaria.

**Rubén Librandi** es ingeniero electricista por la Universidad Tecnológica Nacional (1988), ha realizado estudios de posgrado Especialización en Gas en el Instituto de Gas y Petróleo de la Universidad de Buenos Aires (1990). Asimismo, cuenta con una experiencia de más de 20 años en el transporte de gas, tras asumir distintas responsabilidades en áreas operativas de planeamiento e ingeniería.

Se ha desempeñado como docente en el Departamento de Electrotecnia de la Escuela Nacional de Náutica y en la Universidad Tecnológica Nacional.

En la actualidad, es docente del curso de especialización en Economía de Gas y Petróleo en la Escuela de Postgrado del Instituto Tecnológico de Buenos Aires.

## ASPECTOS DE LA INGENIERIA DE RESERVORIOS RELACIONADOS A LOS RECURSOS NO CONVENCIONALES

CURSO  
NUEVO



Este curso provee a los participantes las herramientas y el conocimiento necesarios para realizar pronósticos de producción y estimación de reservas en reservorios no convencionales (de ultra baja permeabilidad).

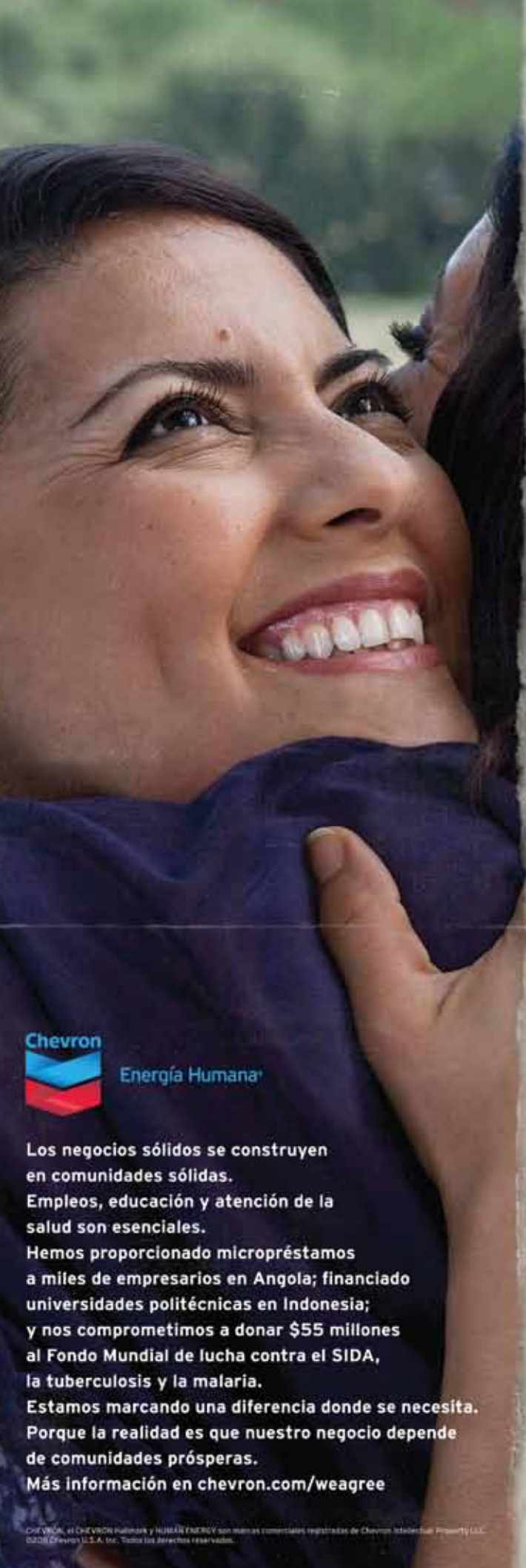


INSTITUTO ARGENTINO  
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

Buenos Aires, 25 al 29 de junio de 2012

Instructor: Dr. John Lee

[cursos@iapg.org.ar](mailto:cursos@iapg.org.ar) - [www.iapg.org.ar](http://www.iapg.org.ar)



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



Los negocios sólidos se construyen en comunidades sólidas.

Empleos, educación y atención de la salud son esenciales.

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

Estamos marcando una diferencia donde se necesita.

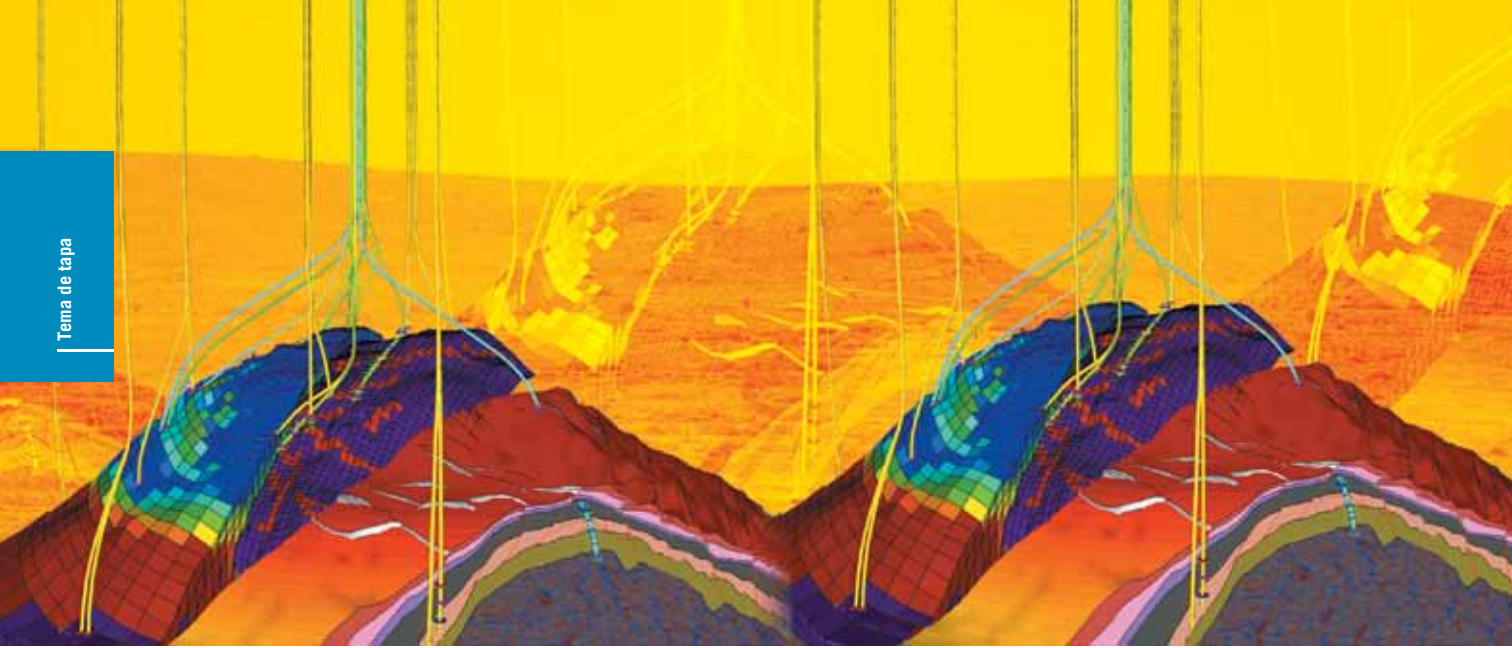
Porque la realidad es que nuestro negocio depende de comunidades prósperas.

Más información en [chevron.com/weagree](http://chevron.com/weagree)

*h. m.* **DE ACUERDO.** *Rhonda Zygocki*

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

Rhonda Zygocki  
Vicepresidenta ejecutiva de  
políticas y planificación  
Chevron



# Algunas consideraciones sobre la saturación residual del petróleo, mecanismos de desplazamiento y curvas de modelado

Por *Lic. Marcelo Alejandro Crotti*

**El modelado es una herramienta usual en ingeniería de reservorios; en este trabajo se resaltan algunos aspectos del modelado del desplazamiento multifásico que suscitan debate.**

**E**ste trabajo está destinado, fundamentalmente, a poner de manifiesto algunos aspectos del modelado del desplazamiento multifásico que, si bien son conocidos y reportados desde los orígenes de la ingeniería de reservorios, aún en la actualidad siguen generando polémicas e interpretaciones confusas en las aplicaciones cotidianas.

A modo de ejemplo de la temática por desarrollar, puede mencionarse una publicación reciente de dos prestigiosos autores en el campo de la ingeniería de reservorios: Michael Prats y Larry W. Lake [1]. El artículo apareció en

la edición de marzo de 2008, del *Journal of Petroleum Technology* (JPT) cuyo título era “The anisotropy of relative permeability”, donde, claramente, se pone de manifiesto la dificultad de disponer de curvas de modelado adecuadas, incluso en medios isotrópicos y homogéneos, cuando intervienen las fuerzas gravitatorias en el desplazamiento.

Algunas de las frases significativas, volcadas en este artículo, son las siguientes:

- “Las permeabilidades relativas deben depender de la dirección de flujo (por ejemplo, deben ser direccionalmente anisótropas) incluso en reservorios homogéneos e isotrópicos”.
- “La anisotropía direccional en las permeabilidades relativas no es sólo una cuestión de principios; es sabido que se trata de un fenómeno importante”.
- “Dicho en forma simple, las permeabilidades relativas no se miden ni se analizan como direccionalmente anisótropas”.
- “Específicamente, parece importante disponer de la opción de usar permeabilidades relativas direccionalmente anisótropas. Por lo que sabemos, tal capacidad no está generalmente disponible”.

- "...las mismas permeabilidades relativas (...) se usan para determinar ambas situaciones de flujo, horizontal y vertical. La única excepción ocurre cuando se considera importante la contribución del drenaje gravitacional. La razón para este tratamiento excepcional reside en las relativamente pequeñas saturaciones residuales de petróleo (inferiores a 0,1 volúmenes porales) que se obtienen en condiciones de drenaje gravitacional".

En realidad, en el planteo de estos autores hay un error conceptual. Al comienzo del artículo, los autores afirman: "...Debido a que las fuerzas gravitacionales son direccionalmente anisótropas (apuntan hacia el centro de la Tierra) y el campo de presiones y las fuerzas gravitatorias actúan en forma diferente sobre los fluidos, las permeabilidades relativas deben ser direccionalmente anisótropas, incluso en reservorios homogéneos e isotropos...".

Esta afirmación carece de fundamento, puesto que el solo hecho de que las fuerzas gravitatorias sean direccionales no obliga a que las relativas sean diferentes. Lo que sí demuestra el desarrollo de Prats y Lake es que las curvas de modelado, independientemente de la justificación que se emplee, son altamente dependientes de los mecanismos de desplazamiento.

La explicación es, en realidad, mucho más simple: en su trabajo pionero de 1942, Buckley & Leverett [2] establecen que sólo en ausencia de efectos capilares y gravitatorios, el flujo fraccional de agua (fw), para una arena dada y juego de fluidos, varía sólo ligeramente con factores diferentes a la saturación de agua (Sw). Esta condición es la que restringe el empleo de las curvas de permeabilidad relativa, dentro del marco teórico que establece la teoría de avance frontal, a situaciones de predominio casi exclusivo de las fuerzas viscosas.

Cuando las fuerzas capilares y gravitatorias toman mayor preponderancia, rápidamente las curvas de modelado adoptan formas y puntos extremos diferentes a los que se determinan con las mencionadas curvas de permeabilidad relativa.

En pocas palabras, el problema por resolver puede plantearse en las siguientes consideraciones respecto a las necesidades y posibilidades disponibles:

- **Necesidad:** modelar la producción de fluidos en función de los balances inyección-producción y del tiempo, para sistemas tridimensionales y heterogéneos, bajo el cambiante equilibrio de fuerzas, en diferentes partes de la estructura.
- **Posibilidad:** con las curvas KR se modela la capacidad de conducción de fluidos en función de la Sw en cada punto, para sistemas lineales y homogéneos, en ausencia de fuerzas capilares y gravitatorias.

## Datos experimentales

De hecho, coincidiendo con lo afirmado por Prats y Lake, en la tabla 1 se muestra el impacto de diferentes mecanismos de desplazamiento (diferentes equilibrios de fuerzas en el medio poroso) sobre el punto extremo de saturación de petróleo (SOR sigla perteneciente al inglés que se traduce: saturación residual de petróleo). Estos datos corresponden a una publicación del año 2000 [3] que resume desplazamientos agua-petróleo sobre unos 70 juegos

de muestras de diferentes reservorios argentinos.

En la tabla 1 se comparan tres formas de desplazamiento de petróleo sobre las mismas muestras de medio poroso.

- **Barrido horizontal:** hace referencia al desplazamiento convencional para mediciones de permeabilidad relativa: muestra horizontal y desplazamiento dominado por las fuerzas de empuje externo (fuerzas viscosas). La diferencia con el barrido convencional es "0" puesto que se trata del barrido convencional.
- **Barrido vertical:** hace referencia a los mismos desplazamientos, pero realizados en dirección vertical (a 90° de la anterior), sobre las mismas muestras, en el caso de muestras cúbicas, o muestras gemelas, extraídas a la misma profundidad.
- **Equilibrio capilar gravitatorio:** describe los resultados de desplazamientos realizados sobre las mismas muestras de los casos anteriores, pero empleando una centrífuga de alta velocidad en vez de empuje externo. En este caso se ponen en juego las fuerzas gravitatorias y capilares que modelan el desplazamiento originado en la acción de casquetes de gas en expansión o acuíferos basales.

Se puede apreciar, en los resultados incluidos en esta tabla, que la saturación residual de petróleo no es sólo una propiedad de la roca y del juego de fluidos, sino que también está afectada por el mecanismo de desplazamiento de los fluidos.

	Barrido horizontal	Barrido vertical	Equilibrio capilar gravitatorio
Promedio de recuperación (%OOIP)	54,1	61,0	75,0
Diferencia con el estudio convencional (Recuperación adicional)	0,0%	12,8%	38,6%

Tabla 1. Impacto de diferentes mecanismos de desplazamiento sobre la recuperación de petróleo.

## El problema general

En función de lo anterior, el problema que se le presenta al reservorista es cómo adaptar la curva de permeabilidad relativa convencional, a los puntos extremos

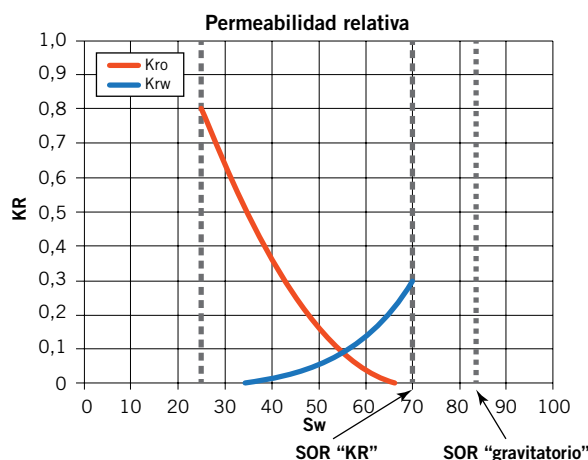


Figura 1. El problema general: adaptar la curva KR a un nuevo valor de SOR.

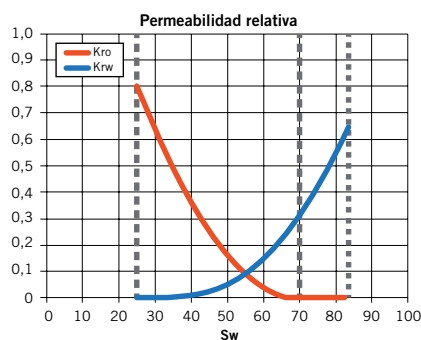


Figura 2. Extrapolación.

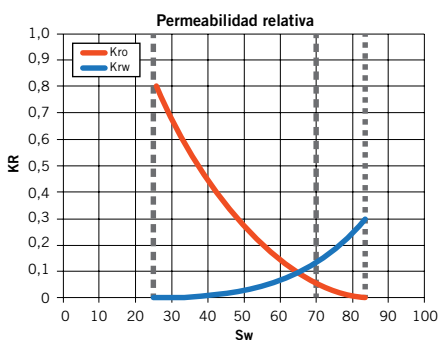


Figura 3. Estiramiento.

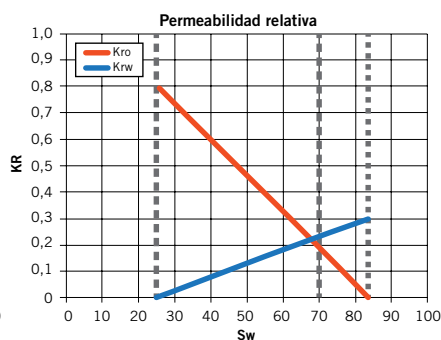


Figura 4. Redefinición.

de saturación que se generan por métodos competitivos de desplazamiento.

En forma gráfica, el “problema” puede apreciarse en la figura 1, donde se observa que el rango de saturaciones que deben modelarse excede el rango de valores que cubre el desplazamiento asociado a los ensayos de KR.

En las figuras 2 a 4, se presentan tres posibles alternativas para efectuar esta adaptación de los “datos medibles” a los “datos necesarios”.

La figura 2 plantea una simple extrapolación de las tendencias que muestra la curva medida. La figura 3 se obtiene “estirando” la curva de la figura 1 mediante una transformación matemática que conserva los mismos valores de permeabilidad relativa, pero los asigna al nuevo rango de saturaciones. La figura 4 redefine las curvas de permeabilidad relativa basándose en el concepto de predominio de las fuerzas gravitatorias, en que la capacidad de flujo de agua y de petróleo son directamente proporcionales a la cantidad de las respectivas fases en el sistema.

Sin embargo, ninguna de las tres opciones analizadas puede considerarse una correcta “solución” del problema planteado.

- El desarrollo resumido en la figura 2 conduce a una extrapolación “visual”, pero no operativa pues las extremadamente bajas (o nulas) capacidades de flujo para el petróleo impiden producir petróleo una vez alcanzado la  $Sw$  correspondiente al  $Sor$  asociado a las curvas KR.
- El esquema de trabajo indicado en la figura 3 es puramente matemático, pensado para mantener la “forma” de las curvas, pero no tiene sustento físico pues afecta los valores de KR para todo el rango de saturaciones (incluso para saturaciones de agua cercanas al valor de  $Sw_i$ , saturación inicial de agua), sin que ninguna medición sugiera que esto deba ocurrir.
- La metodología empleada para generar las curvas de la figura 4 desprecia completamente la contribución de las otras fuerzas y sólo describe adecuadamente el desplazamiento horizontal para sistemas homogéneos.

Luego de este breve análisis, y resumiendo la idea principal de este desarrollo, se puede decir que no existe una forma (o mecanismo de cálculo) simple para adaptar las curvas KR a escenarios con diferentes puntos extremos de saturación y de capacidad de flujo.

## Conclusiones

Los autores mencionados en este artículo ponen en evidencia la existencia de diferentes curvas de modelado

para diferentes equilibrios de fuerzas y mecanismos de desplazamiento.

A este comentario hay que agregar que la solución no pasa por generar un juego “sustituto” de curvas de modelado que sean sólo función de la saturación de fluidos, pues, como se muestra con un ejemplo simple, cuando cambia el equilibrio de fuerzas, cambia también la capacidad de flujo para una saturación de fluidos dada.

En consecuencia, sólo puede modelarse correctamente el desplazamiento multifásico si se introducen más variables en la descripción del fenómeno.

En forma resumida, puede decirse que los interrogantes por resolver se reducen básicamente a dos:

- ¿Cómo obtener las curvas correctas de modelado?
- ¿Cómo incluirlas en los modelos de simulación?

La respuesta no es sólo experimental pues el flujo de las diferentes fases no sólo depende de  $Sw$ , sino también de la orientación y la cara de cada celda en la grilla, el equilibrio de fuerzas, el tiempo, la heterogeneidad, la anisotropía y la historia de saturaciones. ■

## Referencias

- [1]. Prats, Michael y Larry W. Lake, “The Anisotropy of Relative Premeability”. *Journal of Petroleum Technology* (JPT).
- [2]. Buckley & Leverett, “Mechanism of Fluid Displacement in Sands”, *Trans AIME* 1942, p. 107.
- [3]. Crotti, M. A. y R. H. Cobeñas, “Puntos Extremos de Saturación. Medición en Laboratorio y Traslado de la Información al Reservorio”, *Congreso de Producción-LAPG*. Cataratas del Iguazú, 8-12 mayo de 2000.

**Marcelo Alejandro Crotti** es licenciado en Ciencias Químicas por la Universidad de La Plata. Ha sido profesor de la materia Petrofísica y fluidos de reservorio de la carrera de Ingeniería de Petróleo en el Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA) y codirector del posgrado en Ingeniería de Reservorios en el mismo instituto. Es autor de numerosas publicaciones técnicas y del libro *Movimientos de fluidos en reservorios de hidrocarburos*. La mayor parte de su carrera profesional la realizó en Inlab S.A. donde actualmente se desempeña como vicepresidente y ejerce la Dirección del Sector de Desarrollo y Nuevas Tecnologías. También ha participado del proyecto de reprocesamiento de combustible nuclear en la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA). En 2009, por sus contribuciones a la ingeniería de reservorios, recibió un *Regional Technical Award* en “Reservoir Description & Dynamics” de la SPE.



# Triggering Sustainability



## REGISTER FOR YOUR DELEGATE PLACE TODAY

From 4 - 8 June 2012, the world's most prestigious gas conference will be held in Kuala Lumpur.

Focusing on the theme of gas sustainability with regards to the world's future growth, the event will feature thought leaders and industry specialists discussing current issues and future trends.

It will be a place to expand knowledge, accelerate business and strengthen networks.

see you in kuala lumpur

our world, our future

## 25th world gas conference

1931 - 2012

## "Gas: Sustaining Future Global Growth" Kuala Lumpur, Malaysia 4 - 8 June 2012

- The first World Gas Conference in South East Asia
- The World Gas Conference Silver Jubilee
- 5,000 delegates
- 10,000 trade visitors
- 500 international speakers
- 14 keynote speakers
- 4 luncheon speakers
- 10 high level strategic panel sessions
- 200 exhibiting companies
- More than 30 technical committee sessions

[www.wgc2012.com](http://www.wgc2012.com)

Follow us on social media:

25th World Gas Conference on [LinkedIn](#) [WGC2012 on Twitter](#)



Patron



Host



Host Sponsor



reimagining energy™

Organiser



WGC

# Un modelo mecanicista de corrosión uniforme del sulfuro de hidrógeno/dióxido de carbono en el acero dulce

Por *Ing. Srdjan Nešić* e *Ing. Wei Sun*

**Dado lo incierto del mecanismo de corrosión del sulfuro de hierro ( $H_2S$ ) en el acero dulce, en este estudio se investigan en forma paralela tanto este mecanismo como el de la formación del  $H_2S$  y se propone un modelo del proceso global.**

*Este trabajo resultó Best Paper Award en el Congreso NACE Corrosion 2011.*

## Introducción

La corrosión interna del dióxido de carbono ( $CO_2$ ) del acero dulce en presencia del sulfuro de hidrógeno ( $H_2S$ ) representa un problema importante para la industria del petróleo y del gas<sup>1-7</sup>.

En la corrosión del acero dulce del  $CO_2/H_2S$  se pueden formar tanto capas de carbonato de hierro como de sulfuro de hierro en la superficie del acero. Los estudios han demostrado que la formación del estrato superficial es uno de los factores más importantes que rigen la tasa de la corrosión. El crecimiento de la capa depende principalmente de la cinética de su formación. Asimismo, la cinética del carbonato de hierro, sulfuro de hierro y capas mezcladas de

carbonato de hierro/sulfuro han sido cuantificadas e informadas en varias publicaciones recientes por el equipo de investigación de los autores. Estas son partes de un gran proyecto en curso que se centra en modelar la corrosión interna del  $CO_2/H_2S$  del acero dulce<sup>8-9</sup>. Los principales parámetros de operación, tipos de equipamiento y técnicas de medida utilizadas y la resultante tasa de corrosión, para estos y otros experimentos similares están resumidos en la tabla 1. Sin embargo, a pesar de la relativa cantidad de información experimental, el mecanismo incierto de la corrosión del  $H_2S$  dificulta el desarrollo de un modelo para la cinética de la formación de la capa de sulfuro de hierro y luego la predicción de la tasa de corrosión del acero dulce. Por lo tanto,

Tabla 1. Resumen de los detalles experimentales de todas las pruebas utilizadas para la derivación del modelo CR: tasa de corrosión (conforme a sus siglas en inglés *Corrosion Rate*), WL: pérdida de peso (conforme a sus siglas en inglés *Weight Loss*), LPR: resistencia de polarización lineal (conforme a sus siglas en inglés *Linear Polarization Resistance*).

# caso	T (C°)	pH <sub>2</sub> S (bar)	pCO <sub>2</sub> (bar)	pH	Vel. (m/s)	Duración (h)	CR <sub>exp</sub> (mm/a)	CR <sub>cal</sub> (mm/a)	Técnica de medición del equipo	Ref
1	80	3,7E-05	0	5,5	0	24	0,1	0,21	Celda de vidrio – WL	33
2	80	7,4E-05	0	5,5	0	24	0,1	0,16	Celda de vidrio – WL	33
3	80	1,2E-04	0	5,5	0	24	0,2	0,14	Celda de vidrio – WL	33
4	80	2,0E-04	0	5,5	0	24	0,2	0,12	Celda de vidrio – WL	33
5	80	4,9E-04	0	5,5	0	1	1,5	0,43	Celda de vidrio – WL	33
6	80	4,9E-03	0	5,5	0	1	2,4	0,73	Celda de vidrio – WL	33
7	80	4,9E-02	0	5,5	0	1	3,6	2,07	Celda de vidrio – WL	33
8	80	4,9E-04	0	5,5	0	24	0,1	0,11	Celda de vidrio - WL	33
9	80	4,9E-03	0	5,5	0	24	0,1	0,15	Celda de vidrio – WL	33
10	80	4,9E-02	0	5,5	0	24	0,4	0,42	Celda de vidrio – WL	33
11	80	4,9E-04	0	5,5	0	1	1,9	0,43	Celda de vidrio-WL	33
12	80	4,9E-03	0	5,5	0	1	2,1	0,73	Celda de vidrio – WL	33
13	80	4,9E-02	0	5,5	0	1	2,8	2,07	Celda de vidrio – WL	33
14	80	4,9E-04	0	5,5	0	24	0,1	0,11	Celda de vidrio- WL	33
15	80	4,9E-03	0	5,5	0	24	0,1	0,15	Celda de vidrio – WL	33
16	80	4,9E-02	0	5,5	0	24	0,2	0,42	Celda de vidrio – WL	33
17	80	4,9E-04	0	5,5	0	1	1,5	0,43	Celda de vidrio- WL	33
18	80	4,9E-03	0	5,5	0	1	2,6	0,73	Celda de vidrio- WL	33
19	80	4,9E-02	0	5,5	0	1	2,6	2,07	Celda de vidrio - WL	33
20	80	4,9E-04	0	5,5	0	24	0,0	0,11	Celda de vidrio – WL	33
21	80	4,9E-03	0	5,5	0	24	0,3	0,15	Celda de vidrio – WL	33
22	80	4,9E-02	0	5,5	0	24	0,2	0,42	Celda de vidrio- WL	33
23	80	4,9E-02	0	5,5	0	24	0,5	0,42	Celda de vidrio- WL	33
24	80	4,9E-02	0	5,5	0	24	0,5	0,42	Celda de vidrio - WL	33
25	80	4,9E-02	0	5,5	0	24	0,5	0,42	Celda de vidrio – WL	33
26	80	4,9E-02	0	5,5	0	24	0,1	0,42	Celda de vidrio- WL	33
27	80	4,9E-02	0	5,5	0	24	0,1	0,42	Celda de vidrio- WL	33
28	80	4,9E-02	0	5,5	0	24	0,5	0,42	Celda de vidrio - WL	33
29	80	4,9E-02	0	5,5	0	24	0,2	0,42	Celda de vidrio – WL	33
30	80	4,9E-02	0	5,5	0	24	0,2	0,42	Celda de vidrio – WL	33
31	80	4,9E-02	0	5,5	0	24	0,2	0,42	Celda de vidrio- WL	33
32	80	4,9E-02	0	5,5	0	24	0,1	0,42	Celda de vidrio- WL	33
33	80	4,9E-02	0	5,5	0	24	0,1	0,42	Celda de vidrio - WL	33
34	80	4,9E-02	0	5,5	0	24	0,2	0,42	Celda de vidrio – WL	33
35	60	7,3E-03	0	5,5	0	1	1,9	0,8	Celda de vidrio- WL	33
36	60	7,3E-02	0	5,5	0	1	2,4	0,41	Celda de vidrio- WL	33
37	60	7,3E-03	0	5,5	0	24	0,3	0,17	Celda de vidrio - WL	33
38	60	7,3E-02	0	5,5	0	24	0,7	0,48	Celda de vidrio – WL	33
39	60	7,3E-02	0	5,5	0	1	2,3	0,8	Celda de vidrio – WL	33
40	60	7,3E-02	0	5,5	0	1	2,7	2,41	Celda de vidrio- WL	33
41	60	7,3E-03	0	5,5	0	24	0,2	0,17	Celda de vidrio- WL	33
42	60	7,3E-02	0	5,5	0	24	0,6	0,48	Celda de vidrio - WL	33
43	60	7,3E-03	0	5,5	0	1	1,7	0,8	Celda de vidrio – WL	33
44	60	7,3E-02	0	5,5	0	1	2,6	2,41	Celda de vidrio- WL	33
45	60	7,3E-03	0	5,5	0	24	0,2	0,17	Celda de vidrio- WL	33
46	60	7,3E-02	0	5,5	0	24	0,3	0,48	Celda de vidrio - WL	33
47	25	9,1E-03	0	5,5	0	1	1,4	0,8	Celda de vidrio – WL	33
48	25	9,1E-02	0	5,5	0	1	1,8	2,51	Celda de vidrio – WL	33
49	25	9,1E-03	0	5,5	0	24	0,1	0,16	Celda de vidrio- WL	33
50	25	9,1E-02	0	5,5	0	24	0,3	0,5	Celda de vidrio- WL	33
51	25	9,1E-03	0	5,5	0	1	1,3	0,8	Celda de vidrio - WL	33
52	25	9,1E-02	0	5,5	0	1	1,5	2,51	Celda de vidrio – WL	33
53	25	9,1E-03	0	5,5	0	24	0,1	0,16	Celda de vidrio – WL	33
54	25	9,1E-02	0	5,5	0	24	0,3	0,5	Celda de vidrio- WL	33
55	25	9,1E-03	0	5,5	0	1	1,3	0,8	Celda de vidrio- WL	33
56	25	9,1E-02	0	5,5	0	1	1,3	2,51	Celda de vidrio - WL	33
57	25	9,1E-03	0	5,5	0	24	0,2	0,16	Celda de vidrio – WL	33
58	25	9,1E-02	0	5,5	0	24	0,3	0,5	Celda de vidrio – WL	33
59	60	7,3E-03	0,80	6,6	0	1	1,9	0,87	Celda de vidrio- WL	33
60	60	7,3E-02	0,73	6,6	0	1	1,7	2,52	Celda de vidrio- WL	33
61	60	7,3E-03	0,80	6,6	0	24	0,3	0,28	Celda de vidrio - WL	33
62	60	7,3E-02	0,73	6,6	0	24	0,4	0,6	Celda de vidrio- WL	33
63	60	7,3E-03	0,80	6,6	0	1	2,0	0,87	Celda de vidrio - WL	33
64	60	7,3E-02	0,73	6,6	0	1	2,1	2,52	Celda de vidrio – WL	33
65	60	7,3E-03	0,80	6,6	0	24	0,3	0,28	Celda de vidrio – WL	33
66	60	7,3E-02	0,73	6,6	0	24	0,1	0,6	Celda de vidrio- WL	33
67	60	7,3E-03	0,80	6,6	0	1	1,8	0,87	Celda de vidrio- WL	33
68	60	7,3E-02	0,73	6,6	0	1	2,2	2,52	Celda de vidrio - WL	33
69	60	7,3E-03	0,80	6,6	0	24	0,3	0,28	Celda de vidrio- WL	33
70	60	7,3E-02	0,73	6,6	0	24	0,2	0,6	Celda de vidrio- WL	33
71	80	4,9E-04	0,53	6,6	0	1	2,1	0,34	Celda de vidrio - WL	33
72	80	4,9E-03	0,53	6,6	0	1	2,0	0,79	Celda de vidrio- WL	33
73	80	4,9E-02	0,48	6,6	0	1	2,5	2,19	Celda de vidrio - WL	33
74	80	4,9E-02	0,48	6,6	0	1	2,4	2,19	Celda de vidrio – WL	33

# caso	T (C°)	pH <sub>2</sub> S (bar)	pCO <sub>2</sub> (bar)	pH	Vel. (m/s)	Duración (h)	CR <sub>exp</sub> (mm/a)	CR <sub>cal</sub> (mm/a)	Técnica de medición del equipo	Ref
75	80	4,9E-04	0,53	6,6	0	24	0,2	0,19	Celda de vidrio - WL	33
76	80	4,9E-03	0,53	6,6	0	24	0,5	0,28	Celda de vidrio - WL	33
77	80	4,9E-02	0,48	6,6	0	24	0,2	0,54	Celda de vidrio - WL	33
78	80	4,9E-04	0,53	6,6	0	1	1,5	0,34	Celda de vidrio - WL	33
79	80	4,9E-04	0,53	6,6	0	1	2,0	0,34	Celda de vidrio - WL	33
80	80	4,9E-03	0,53	6,6	0	1	2,4	0,79	Celda de vidrio - WL	33
81	80	4,9E-02	0,48	6,6	0	1	2,8	2,19	Celda de vidrio - WL	33
82	80	4,9E-02	0,48	6,6	0	1	2,6	2,19	Celda de vidrio - WL	33
83	80	4,9E-04	0,53	6,6	0	24	0,2	0,19	Celda de vidrio - WL	33
84	80	4,9E-03	0,53	6,6	0	24	0,4	0,28	Celda de vidrio - WL	33
85	80	4,9E-02	0,48	6,6	0	24	0,2	0,54	Celda de vidrio - WL	33
86	80	4,9E-04	0,53	6,6	0	1	1,6	0,34	Celda de vidrio - WL	33
87	80	4,9E-04	0,53	6,6	0	1	1,3	0,34	Celda de vidrio - WL	33
88	80	4,9E-03	0,53	6,6	0	1	2,6	0,79	Celda de vidrio - WL	33
89	80	4,9E-02	0,48	6,6	0	1	3,3	2,19	Celda de vidrio - WL	33
90	80	4,9E-02	0,48	6,6	0	1	2,5	2,19	Celda de vidrio - WL	33
91	80	4,9E-04	0,53	6,6	0	24	0,2	0,19	Celda de vidrio - WL	33
92	80	4,9E-03	0,53	6,6	0	24	0,4	0,28	Celda de vidrio - WL	33
93	80	4,9E-02	0,48	6,6	0	24	0,2	0,54	Celda de vidrio - WL	33
94	80	2,0E-04	0,53	5,5	0	1	0,4	0,45	Celda de vidrio - WL	33
95	80	2,0E-04	0,53	5,5	2	1	2,5	0,52	Celda de vidrio - WL	33
96	80	2,0E-04	0,53	5,5	4	1	4,7	0,57	Celda de vidrio - WL	33
97	80	2,0E-04	0,53	5,5	0	20	0,2	0,12	Celda de vidrio - WL	33
98	80	2,0E-04	0,53	5,5	2	20	0,5	0,13	Celda de vidrio - WL	33
99	80	2,0E-04	0,53	5,5	4	20	0,5	0,13	Celda de vidrio - WL	33
100	70	0	0,00	4,2-4,9	0,3	2	7,8		Circuito de flujo - WL	34
101	70	0	0,00	4,2-4,9	0,3	7	8,1		Circuito de flujo - WL	34
102	70	0	0,00	4,2-4,9	0,3	14	7,3		Circuito de flujo - WL	34
103	70	0	0,00	4,2-4,9	0,3	21	7,1		Circuito de flujo - WL	34
104	70	0,004	137,90	4,2-4,9	0,3	2	0,4	0,8	Circuito de flujo - WL	34
105	70	0,004	137,90	4,2-4,9	0,3	7	0,1	0,56	Circuito de flujo - WL	34
106	70	0,004	137,90	4,2-4,9	0,3	14	0,1	0,48	Circuito de flujo - WL	34
107	70	0,004	137,90	4,2-4,9	0,3	21	0,1	0,44	Circuito de flujo - WL	34
108	70	0,07	137,83	4,2-4,9	0,3	2	1,2	1,92	Circuito de flujo - WL	34
109	70	0,07	137,83	4,2-4,9	0,3	7	0,9	1,16	Circuito de flujo - WL	34
110	70	0,07	137,83	4,2-4,9	0,3	14	0,2	0,9	Circuito de flujo - WL	34
111	70	0,07	137,83	4,2-4,9	0,3	21	0,3	0,79	Circuito de flujo - WL	34
112	70	0,13	137,77	4,2-4,9	0,3	2	3,7	2,5	Circuito de flujo - WL	34
113	70	0,13	137,77	4,2-4,9	0,3	7	1,8	1,47	Circuito de flujo - WL	34
114	70	0,13	137,77	4,2-4,9	0,13	14	1,0	1,12	Circuito de flujo - WL	34
115	70	0,13	137,77	4,2-4,9	0,3	21	1,1	0,97	Circuito de flujo - WL	34
116	50	8,3E-04	137,90	5	0,2	72	5,5		Método de transferencia - WL	5
117	50	2,2E-03	137,90	5	0,2	72	4,7		Método de transferencia - WL	5
118	50	2,9E-03	137,90	5	0,2	72	5,4		Método de transferencia - WL	5
119	50	0,03944	137,86	5	0,2	72	2,1	0,62	Método de transferencia - WL	5
120	50	0,05818	137,84	5	0,2	72	1,8	0,66	Método de transferencia - WL	5
121	50	0,08530	137,81	5	0,2	72	2,4	0,71	Método de transferencia - WL	5
122	50	0,08959	137,81	5	0,2	72	1,5	0,72	Método de transferencia - WL	5
123	50	0,11653	137,78	5	0,2	72	1,9	0,76	Método de transferencia - WL	5
124	20	3,8E-06	0,98	5	0,5	-	0,3	0,12	Celda de vidrio - LPR	10
125	20	5,1E-05	0,98	5	0,5	-	0,1	0,09	Celda de vidrio - LPR	10
126	20	1,3E-04	0,98	5	0,5	-	0,1	0,09	Celda de vidrio - LPR	10
127	20	2,3E-04	0,98	5	0,5	-	0,2	0,09	Celda de vidrio - LPR	10
128	120	0	0,00	4,86	10	27	30,0		Circuito de flujo - WL	35
129	120	1,38	6,90	4,32	10	24	1,7	3	Circuito de flujo - WL	35
130	120	2,76	6,90	4,09	10	20	1,8	4,34	Circuito de flujo - WL	35
131	120	2,76	6,90	4,09	10	138	0,9	1,89	Circuito de flujo - WL	35
132	120	2,76	6,90	4,01	10	166	0,8	1,73	Circuito de flujo - WL	35
133	120	3,45	6,90	4,01	10	22	1,9	4,57	Circuito de flujo - WL	35
134	120	3,45	6,90	3,95	10	383	0,7	1,26	Circuito de flujo - WL	35
135	120	4,14	6,90	-	-	69	1,4	1,26	Circuito de flujo - WL	35
136	60	3	0,00	-	-	71	0,8	2,06	Autoclave - WL	36
137	60	3	0,00	-	-	91	0,5	1,81	Autoclave - WL	36
138	70	20	0,00	-	-	91	2,9	4,26	Autoclave - WL	36
139	65	12,2	0,00	-	-	69	1,0	3,83	Autoclave - WL	36
140	65	8	0,00	-	-	91	1,0	2,96	Autoclave - WL	36
141	65	4,2	0,00	-	-	63	1,3	2,44	Autoclave - WL	36
142	80	10	6,90	3,1	1	456	0,9	1,48	Circuito de flujo - WL	37
143	80	10	6,90	3,1	3	456	0,9	1,48	Circuito de flujo - WL	37
144	80	10	6,90	3,1	5	456	1,2	1,48	Circuito de flujo - WL	37
145	25	10	6,90	3,2	1	504	0,6	1,19	Circuito de flujo - WL	37
146	25	10	6,90	3,2	3	504	1,3	1,19	Circuito de flujo - WL	37
147	25	10	6,90	3,2	5	504	1,0	1,19	Circuito de flujo - WL	37
148	80	30	6,90	2,9	1	360	1,4	2,82	Circuito de flujo - WL	37
149	80	30	6,90	2,9	3	360	1,1	2,82	Circuito de flujo - WL	37
150	80	30	6,90	2,9	5	360	1,1	2,82	Circuito de flujo - WL	37

Nombre	Fórmula	Estructura
Amorfa	FeS	No-cristalina
Cúbica	FeS	Tipo esfarelita
Troilita	FeS	Tipo nicolita distorsionada
Mackinawita	FeS	Material de capas de 2D
Pirrotita	FeS <sub>1+x</sub> (ó Fe <sub>1-x</sub> S)	Tipo nicolita distorsionada
Smithita	Fe <sub>3</sub> S <sub>4</sub>	Tipo nicolita distorsionada
Greigita	Fe <sub>3</sub> S <sub>4</sub>	Tioespinel (tipo magnetita)
Sulfuro férrico	Fe <sub>2</sub> S <sub>3</sub>	Tioespinel con lagunas de cationes
Pirita	FeS <sub>2</sub>	Derivado de sal gema
Marcasita	FeS <sub>2</sub>	Isoestructural con CaCl <sub>2</sub>

Tabla 2. Resumen del tipismo estructural en el sistema de sulfuro de hierro.

en este estudio, tanto el mecanismo de la corrosión del H<sub>2</sub>S como el de la formación del sulfuro de hierro son investigados en forma paralela, y se propone un modelo del proceso global.

Smith y Joosten<sup>6</sup>, en su artículo de revisión, describen en forma sistemática gran parte del trabajo de investigación realizado en el área de corrosión del CO<sub>2</sub>/H<sub>2</sub>S en el ambiente del yacimiento petrolífero. Se menciona que la mayor parte de la literatura es todavía confusa y algo

contradictoria, y el mecanismo de la corrosión del CO<sub>2</sub>/H<sub>2</sub>S permanece poco claro.

Los mecanismos de la formación de la capa de sulfuro de hierro en la corrosión del H<sub>2</sub>S fueron también revisados por Lee<sup>10</sup>. A continuación, se resumirá brevemente la comprensión actual de los mecanismos de la formación de la capa del sulfuro de hierro.

Meyer y col.<sup>11</sup> observaron que en las soluciones saturadas de H<sub>2</sub>S, luego de la formación de una capa porosa

de mackinawita seguía una capa más gruesa de mackinawita en la superficie del acero, que posteriormente cambiaba a pirrotita y pirita.

Shoosmith y col.<sup>1-2</sup> sistemáticamente investigaron la naturaleza de los sulfuros de hierro formados en los aceros expuestos a solución saturada de H<sub>2</sub>S en temperatura ambiente y propusieron que una capa de mackinawita se formaba inicialmente en la superficie de acero por una reacción de estado sólido y luego se rajaba fácilmente. Cuando se liberaron más iones ferrosos de la superficie de acero, los sulfuros ferrosos cúbicos y troilitas se precipitaron en la superficie de acero debido a la alta sobresaturación local del sulfuro de hierro. Si había oxígeno en el sistema, era posible la formación de greigita en la superficie de acero. Se puede formar pirrotita, marcasita y pirita en la superficie del acero en altas concentraciones de H<sub>2</sub>S.

Benning y col.<sup>12</sup> informaron que la mackinawita era estable por cuatro meses en soluciones reducidas de

# EFICIENCIA ENERGÉTICA EN INDUSTRIAS DE PROCESO

CURSO  
NUEVO



Buenos Aires, 18 y 19 de junio de 2012  
Instructoras: Andrea Heins, Silvia Toccaceli



El objetivo de este curso es brindar herramientas de aplicación para mejorar la eficiencia energética de los procesos productivos y contribuir al logro de una gestión eficiente de los consumos energéticos

cursos@iapg.org.ar - www.iapg.org.ar

sulfuro a baja temperatura, y la velocidad de formación de la pirita de una mackinawita precursora a temperatura inferior a 100 °C es insignificante en las soluciones con baja concentración de H<sub>2</sub>S. La conversión de mackinawita a pirita es un proceso de reacción de múltiples etapas que supone cambios en especies acuosas de sulfuro, que causan transformaciones de estado sólido de mackinawita en pirita a través de greigita intermedia.

Anderko y sus colegas<sup>13-16</sup> desarrollaron un diagrama Pourbaix E-pH para la solución multicomponente y no-ideal acuosa de sulfuro de hierro para predecir la estabilidad de varias especies acuosas de sulfuro de hierro en distintas condiciones. El diagrama mostraba que la formación de monosulfuro de hierro seguía una secuencia de Fe(HS)<sup>+</sup>, sulfuro de hierro amorfo, mackinawita y pirrotita. Los monosulfuros de hierro transforman la pirita probablemente a través de la greigita y marcasita.

Smith y col.,<sup>3-5</sup> propusieron un modelo para predecir los productos de corrosión en diferentes concentraciones de H<sub>2</sub>S y temperaturas en corrosión de CO<sub>2</sub>/H<sub>2</sub>S e informaron que la mackinawita es la especie predominante a bajas concentraciones de H<sub>2</sub>S y temperatura. Con el aumento de la concentración de H<sub>2</sub>S, podría reemplazarse la mackinawita por pirrotita y luego por pirita. También se sugirió en este trabajo que la termodinámica favorecía tanto la pirrotita o la pirita como los productos de corrosión; sin embargo, la rápida cinética de la formación de mackinawita la favorecía como el producto inicial de corrosión. Basados en la literatura<sup>17-18</sup>, Smith y sus coautores propusieron el mecanismo más probable de la corrosión del H<sub>2</sub>S descrito de la siguiente manera:

- el H<sub>2</sub>S se dispersa en la superficie de acero;
- el H<sub>2</sub>S reacciona con el hierro para formar la capa de mackinawita en la superficie;
- la capa de mackinawita se disuelve en Fe(HS)<sup>+</sup> y HS;
- la capa de mackinawita se esfuma de la superficie de acero y
- se dispersa más H<sub>2</sub>S para reaccionar con el hierro expuesto.

Este proceso de corrosión produce constantemente un delgado lustre de mackinawita que se forma y disuelve continuamente. Smith y col.<sup>3-5</sup> propusieron esta explicación para la

formación de la mackinawita y sugirieron que hay condiciones extremas que diferencian la región del producto de corrosión de la mackinawita y los otros productos de corrosión. Sin embargo, en sus documentos no se informaron las condiciones reales de borde de transición.

De lo antes expuesto, se deduce que se pueden formar varios tipos de sulfuros de hierro en ambientes con H<sub>2</sub>S. En la tabla 2 figura un resumen de los tipismos estructurales en el sistema del sulfuro de hierro<sup>3-5,19</sup>. Sin embargo, no existe una relación clara establecida entre la naturaleza de la capa de sulfuro y el proceso subyacente de corrosión. Dentro de esos sulfuros de hierro, la mackinawita es el sulfuro de hierro más común que se forma en la superficie de acero generalmente como un precursor de otros tipos de sulfuros y, por lo tanto, debe ser cuantificada primero.

El principal objetivo de este trabajo era desarrollar una herramienta práctica y razonablemente exacta de modelado para un campo de petróleo. Por lo tanto, mientras que el modelo abajo descrito ha sido diseñado en forma gradual basado en argumentos mecanicistas, el desarrollo requirió una serie de aproximaciones, suposiciones y simplificaciones físicamente razonables en varias instancias para poder desarrollarse. Esto a veces se realizaba sin hacer una prueba completamente rigurosa de los detalles mecanicistas exactos, siguiendo el camino más probable. La cercanía de la correlación final entre el modelo y los resultados de los ensayos utilizados para la calibración serán tomados como medio principal para evaluar la validez de las suposiciones y su manejo, y de esta manera ajustar y optimizar el modelo en el futuro.

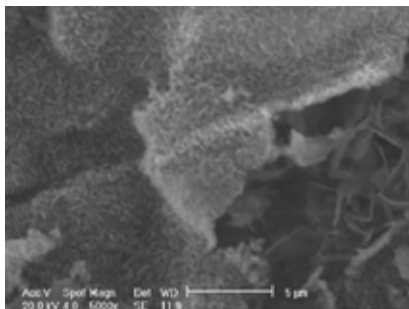


Figura 1. Morfología de la película que muestra las marcas de pulido en acero dulce X65. 5.000X, en las condiciones de presión total p = 1 bar, 00 ppm Fe<sup>2+</sup> inicial de concentración acuosa, 10% de concentración de gas en H<sub>2</sub>S, 60°C, tiempo de reacción de 1 hora, pH 5,0 a 5,5 y estancado.

## Modelo físico-químico

En la literatura, pareciera haber un acuerdo en que la capa de mackinawita se forma primero en la superficie de acero como un producto de corrosión de H<sub>2</sub>S<sup>1-5,17-19</sup>. En el estudio anterior de los autores<sup>9</sup>, la mackinawita también figuraba como la especie predominante del sulfuro de hierro. Claramente, en el pasado se observaron otros tipos de capas de sulfuro de hierro en las superficies de acero atacadas por el H<sub>2</sub>S, especialmente en largas exposiciones; sin embargo, aún no queda claro qué efecto puede tener la variación de la composición de las capas en la tasa de la corrosión.

Según una analogía con el carbonato de hierro en las soluciones de CO<sub>2</sub><sup>8</sup> y debido a su relativamente baja solubilidad, se creía que la mackinawita se formaba por un mecanismo de precipitación<sup>20</sup>. Mientras que esto es claramente una posibilidad, como se expone arriba, la formación de la mackinawita a través de una reacción química heterogénea directa con el hierro en la superficie de acero pareciera ser el mecanismo más verosímil en función de las siguientes pruebas:

- Debido a la alta reactividad del H<sub>2</sub>S con el hierro, se comprobó que la capa de mackinawita se forma en minutos<sup>1-2,21</sup>, lo cual es mucho más rápido de lo que uno esperaría de la típica cinética para un proceso de precipitación<sup>1</sup>.
- Se observa la formación de una capa sólida de mackinawita en soluciones altamente subsaturadas<sup>1</sup> (por ejemplo pH3) donde es termodinámicamente inestable. Se puede esgrimir que el razonamiento de la solubilidad del sulfuro de hierro basado en las condiciones a granel es inválido, ya que en una superficie de acero, debido a la corrosión del hierro, siempre existe un pH más alto y una posibilidad de exceder el límite de solubilidad de la mackinawita, aún en soluciones con ácido. Este argumento también aplica a pH más bajos así como a otras sales precipitantes como el carbonato de hierro. En realidad no se observan capas macroscópicas de carbonato de hierro con el pH significativamente por debajo del límite de solubilidad<sup>22-24</sup> (basado en las condiciones a granel), mientras que sí se obser-

van capas de sulfuro de hierro. Además, basar los argumentos en un pH de superficie, que es muy difícil de medir, es menos práctico. Una forma de reconciliar los dos argumentos es suponer que al disolverse el hierro, los iones ferrosos nunca se alejan demasiado de la superficie de acero debido al alto pH local y rápidamente forman sulfuro de hierro por precipitación. Llevado a un extremo, este argumento equivale a una reacción directa entre el hierro y el H<sub>2</sub>S.

- El nivel de subsaturación de solución a granel tiene poco efecto en la tasa de formación de la mackinawita<sup>20</sup>.
- La estructura estratificada de la capa de mackinawita, por lo general, contiene grietas y delaminaciones, con la marca de la superficie de acero visible aún después de exposiciones relativamente largas<sup>20</sup> (figura 1).
- El monto de la capa de mackinawita es siempre más pequeño que el monto de hierro perdido debido a la corrosión del acero dulce (expresado en unidades molares)<sup>9</sup> y la falta de formación substancial de la capa de mackinawita en el acero inoxidable y en otras aleaciones resistentes a la corrosión (figura 2), sugieren que la “fuente” de hierro en la mackinawita es el acero en sí mismo, más que la solución a granel.
- Las capas de mackinawita en las pruebas de corrosión tienen estructuras y morfologías muy similares a la capa de mackinawita en sulfatación de alta temperatura del acero dulce expuesto a ambientes gaseosos o con hidrocarburo<sup>25-27</sup>, donde el mecanismo de precipitación es imposible.

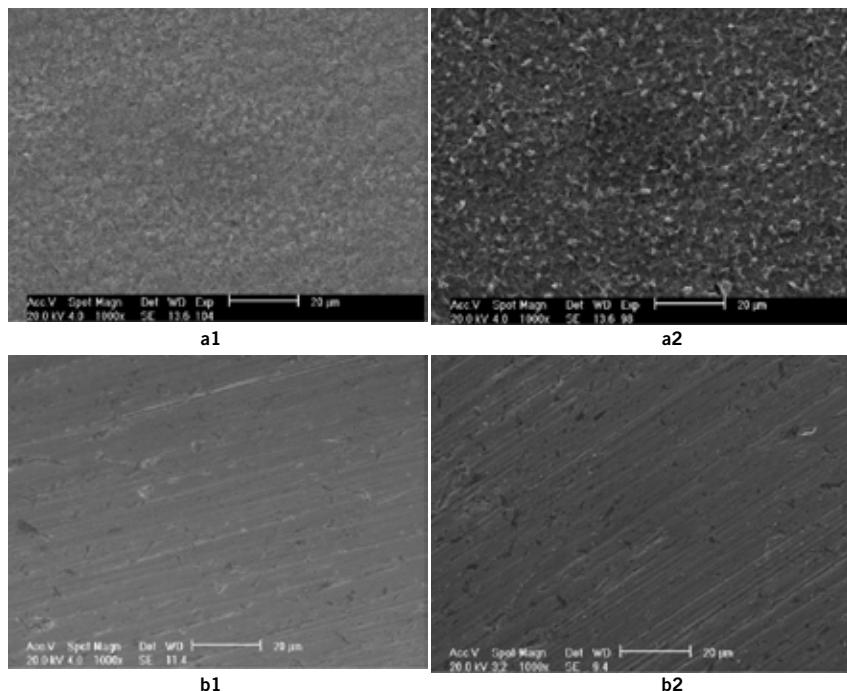
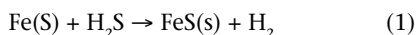


Figura 2. Morfología de la película en las diferentes superficies de acero (a-1) 0 ppm X65 Fe<sup>2+</sup> en acero dulce, (a-2) 50 ppm X65 acero dulce Fe<sup>2+</sup>, (b-1) 0 ppm acero inoxidable Fe<sup>2+</sup> tipo 316, (b-2) 50ppm Fe<sup>2+</sup> acero inoxidable tipo 316 Fe<sup>2+</sup>, en las condición de presión total p= 1 bar, 0,1% de concentración de gas en H<sub>2</sub>S, 80 °C, tiempo de reacción de 24 h, pH5,0 a 5,5 y estancado.

Si la lista arriba mencionada es aceptada como prueba suficiente, se puede concluir que la corrosión del acero dulce en medios acuosos con H<sub>2</sub>S procede inicialmente de una reacción muy rápida, directa y heterogénea en la superficie de acero para formar una capa de mackinawita sólida y adherente. El esquema de reacción global puede definirse de la siguiente manera:



Ya que los estados iniciales y finales del Fe son sólidos, esta reacción es generalmente llamada la “reacción de corrosión de estado sólido”. La

capa de mackinawita formada puede disolverse dependiendo del nivel de saturación de la solución. Para el margen típico de pH observado en las salmueras de los yacimientos de petróleo (pH 4 a 7), la solución está generalmente subsaturada con respecto al sulfuro de hierro, y la capa de mackinawita no se disuelve. En realidad, en largas exposiciones, el sulfuro de hierro crece por precipitación de las grandes masas<sup>28</sup>. Si el pH disminuye por debajo de la saturación, comienza la disolución, y la tasa aumentará hasta un punto en el cual en el margen de pH2 a pH3 no se detectará mackinawita en la superficie de acero. Esto ocurre cuando la cinética de

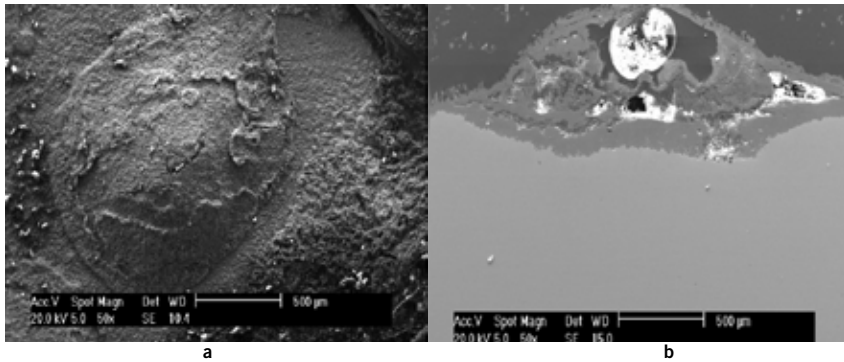


Figura 3. (a) Morfología y (b) corte transversal del ataque localizado en la superficie del acero dulce X65 en el ambiente de  $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$  en las condiciones de 8 bares  $P_{\text{tot}}$ , 8 mbares  $\text{PH}_2\text{S}$ , 7,5 bares  $\text{PCO}_2$ ,  $60^\circ\text{C}$ , y con un tiempo total de reacción de 10 días<sup>30</sup>.

la disolución de mackinawita excede la tasa formada por la reacción (1).

La primera capa de mackinawita que se forma muy rápido es extremadamente fina ( $\ll 1 \mu\text{m}$ )<sup>(1)</sup> e invisible al ojo humano e incluso a la clásica microscopía electrónica de barrido o espectroscopio de red (EDS)<sup>21</sup>. Sin embargo, es bastante protectora y reduce el índice de corrosión del  $\text{CO}_2$  típicamente por un orden de magnitud<sup>21</sup>.

Con mayores tiempos de exposición, a altas concentraciones de  $\text{H}_2\text{S}$  y a altas temperaturas, la fina película de mackinawita crece rápidamente. Aún no está claro si este crecimiento se debe a la penetración de  $\text{H}_2\text{S}$  a través de la capa cristalina (por difusión del estado sólido) o si es por la conducción iónica del  $\text{S}^{2-}$ ,  $\text{HS}^-$ ,  $\text{Fe}^{2+}$ , etc., a través del matriz semiconductor de mackinawita. La difusión hacia afuera del  $\text{Fe}^{2+}$  concuerda con el mecanismo de disolución electroquímica del hierro y con el crecimiento sostenido de la mackinawita en la película externa/interfase de la solución. La difusión hacia adentro de la especie de sulfuro concuerda con el mecanismo de reacción directa aquí propuesto (reacción (1) y conduce a la formación de mackinawita en la interfase de la película interna con el acero). En ambos casos, la integridad mecánica de la capa creciente se debilita. La migración hacia afuera del  $\text{Fe}^{2+}$  deja "huecos" en el metal/en la interfase de la mackinawita, es decir, "debilita" la película que demuestra que hay una mala "adhesión" de la capa al acero. La difusión hacia adentro de la especie sulfurada lleva a una tensión interna en la capa tal como se lo describe a continuación.

Con este panorama, la reacción (1) de la corrosión del estado sólido genera constantemente mackinawita en la interfase interna de la capa

de mackinawita con el acero. Esto conduce a tensiones de la epitaxia que provienen de las distintas estructuras cristalinas del hierro fuente y del sulfuro de hierro que se formó en su lugar<sup>25</sup>. Aún más importante es que se calcula que el sulfuro de hierro sólido ( $\text{FeS}$ ) es 2,56 veces más voluminoso que el hierro que reemplaza en la interfase de mackinawita/acero. El llamado "índice de Pilling-Bedworth" (PBR conforme a sus siglas en inglés)<sup>25</sup>, conduce a un aumento de tensiones internas de compresión en la capa de mackinawita. Cuando se excede el límite mecánico de la mackinawita, tiene lugar la microfisura de la película, de este modo se liberan las tensiones internas y todo el proceso comienza otra vez. Estas microfisuras, que en general ocurren en los límites intergranulares de la mackinawita, sirven como camino para una penetración más rápida de la especie de sulfuro, que impulsa a la reacción (1) de estado sólido a ir aún más de prisa<sup>29</sup>. Se espera que en algunas instancias, puedan aparecer en los puntos de concentración de la tensión, grandes grietas en la película, tal como se muestra en la figura 1, que se comprobó que es una película de mackinawita en la difracción de rayos-x (XRD)<sup>9</sup>. La especie de sulfuro penetra aún con más facilidad en estos lugares para alimentar la reacción (1) de corrosión, que crea más película de sulfuro en aquellos lugares y provoca aún más tensión interna y falla de la película. No es difícil notar cómo este panorama de "impulso hacia adelante" puede conducir a un aumento exponencial de la velocidad de reacción y corrosión localizada en algunos lugares. Este panorama también brinda una explicación a un acontecimiento aparentemente extraño en la corrosión de  $\text{H}_2\text{S}$ : ob-

servaciones experimentales indican que las fosas en general están llenas de sulfuro de hierro e incluso tienen un recubrimiento de sulfuro, el cual es más grueso que en cualquier otro lugar de la superficie de acero, también mostrado en la figura 3 provista por Brown y Nesic<sup>30</sup>.

Esta apariencia es muy distinta de la corrosión localizada vista en la corrosión de  $\text{CO}_2$  donde los pozos son desnudos, mientras que el acero que lo rodea está cubierto con una capa protectora. Finalmente, en este escenario se desarrollan los átomos de hidrógeno por la reacción (1) de corrosión acumulada progresivamente en la interfase del acero/película porque sólo pueden difundirse a través de la apretada película de mackinawita con cierta dificultad. Esto puede conducir a una intensificación de la penetración de hidrógeno en el acero. Por otra parte, el hidrógeno acumulado progresivamente en la interfase/capa de acero puede concentrar presión y bullir y causar más daño a la capa de mackinawita. Los últimos puntos son puramente especulativos y son tratados aquí solamente porque son consecuentes con el mecanismo propuesto de corrosión del acero de  $\text{H}_2\text{S}$  y el resultante aumento de la capa de sulfuro de hierro. Ya que no hay pruebas directas para ello en los experimentos presentados en este trabajo, estas hipótesis requieren un mayor análisis en el futuro.

A medida que la capa de mackinawita atraviesa el ciclo de crecimiento/microfisura, se engrosa. A medida que aparecen más fisuras, porciones enteras de la capa podrían deslaminarse de la superficie de acero comenzando otro ciclo de rápido crecimiento de la capa debajo, como se muestra en la figura 4.

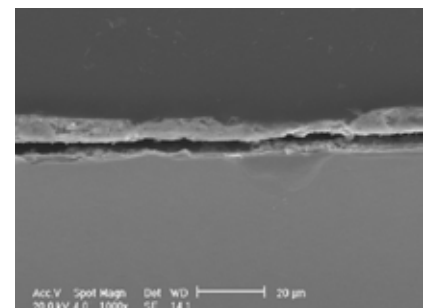


Figura 4. Corte transversal de la capa formada en la superficie de acero dulce X65 (en 1.000X) en condiciones de presión total  $p=1$  bar, 0 ppm  $\text{Fe}^{2+}$  inicial de concentración acuosa, 10% de concentración de gas en  $\text{H}_2\text{S}$  (gas  $\text{H}_2\text{S}/\text{N}_2$ ),  $80^\circ\text{C}$  y tiempo total de reacción de 24 horas.



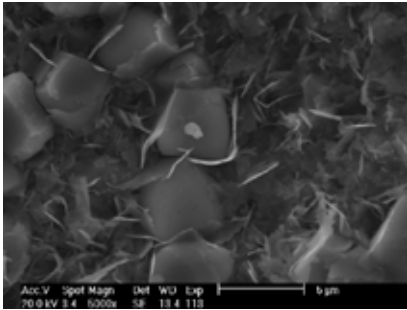


Figura 5. Morfología de la capa formada en la superficie del acero dulce X65 en las condiciones de 0,1% H<sub>2</sub>S (gas H<sub>2</sub>S/CO<sub>2</sub>), 80 °C, pH 6,5 - 6-6, Fe<sup>2+</sup>= 50 ppm, y tiempo total de reacción 24 horas.

En exposiciones más largas, este ciclo de crecimiento/deslaminación conduce a una estructura estratificada macroscópicamente, que es bastante porosa. A medida que crece esta capa, se fragmentará en forma espontánea, un proceso ayudado por el flujo. Si la solución a granel se encuentra subsaturada (típicamente a 3>pH<4), la capa exterior porosa de la mackinawita se disolverá. Esto puede sucederle incluso a la película interna de la mackinawita ajustada y fina a un pH<3<sup>1</sup>.

En pocas palabras, en la corrosión de H<sub>2</sub>S en el acero dulce, se forman dos tipos de capas de mackinawita en la superficie de acero:

- una película muy fina (<<1µm) y ajustada;
- una capa externa mucho más gruesa, que es blanda y muy porosa.

La capa exterior puede estar entremezclada con sulfuro de hierro o carbonato de hierro que puede haberse precipitado, dada la favorable química hidráulica y el largo tiempo de exposición, que podría cambiar sus propiedades y apariencia. Tanto la capa interna de la mackinawita como la capa externa actúan como barreras para la difusión de la especie de sulfuro, que alimentan la corrosión de estado sólido reacción (1). Esto se agrega a la resistencia a través de la capa límite acuosa de transferencia de masa. De acuerdo a la opinión de los autores, la hipótesis sobre la difusión hacia afuera por el Fe<sup>2+</sup> a través de la fina capa de mackinawita puede ser rechazada ya que no es coherente con la propuesta de corrosión de reacción (1) de estado sólido y conduciría a la formación de una apariencia y comportamiento totalmente distinto de la capa de sulfuro en un proceso que se asemeja más a la formación de carbonato de hierro en la corrosión de CO<sub>2</sub>.

Cuando hay CO<sub>2</sub> en la solución, se puede formar tanto carbonato de hierro como sulfuro de hierro en la superficie de acero, dependiendo de la química hidráulica y de la competitividad de la formación del carbonato de hierro y del sulfuro de hierro. Según la investigación previa<sup>9</sup>, se descubre que la formación de la capa de mackinawita es el proceso dominante en la mayoría de los casos de corrosión mixta de CO<sub>2</sub>/H<sub>2</sub>S. En algunos casos, pueden formarse cristales de carbonato de hierro entremezclados

con la capa de mackinawita (para un ejemplo ver la figura 5 [experimento con 0,1% H<sub>2</sub>S, Fe<sup>2+</sup> 50ppm y 80 °C]), que fue verificado utilizando difracción de rayos-x (figura 6). Sin embargo, la primera capa de mackinawita se ensambla con extrema rapidez por una reacción de estado sólido; por lo tanto, siempre se forma primero en la superficie de acero. Los cristales de carbonato de hierro pueden precipitarse en la parte externa de la capa de mackinawita de acuerdo a la morfología del vidrio, como aparece en

## Generación de Energía Compresión de Gas

recupere el  
**gas asociado**  
de sus pozos de producción

nosotros lo transformamos  
en energía limpia y económica  
para su yacimiento



Alicia Moreau de Justo 550 Edificio CITY PORT Piso 1º (UF 21)  
Puerto Madero CP (C1107CLC) | Buenos Aires | Argentina  
Tel.:+ (54 11) 4331-3606 / 4331 4570 / 4331 4511

✉ info@soenergy.com.ar | www.soenergy.com.ar ✎



la figura 5. Por lo tanto, se cree que en los sistemas donde hay mezcla de  $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$ , la capa de mackinawita aún protege en forma parcial al acero de la corrosión y la descripción del proceso de corrosión arriba presentada para la corrosión de  $\text{H}_2\text{S}$  puro también aplica para la corrosión de  $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$ , con pequeñas modificaciones. La suposición de que la formación de la capa de carbonato de hierro tiene poco efecto en el proceso de corrosión es una simplificación; sin embargo, permite el desarrollo de un modelo de trabajo práctico. ■

*El Ing Srdjan Nešić es Profesor de Ingeniería Química y Director del Instituto para la Corrosión y Tecnología de Flujo Multifásico en la Universidad de Ohio (EE.UU.); el Ing. Wei Sun es Ingeniero de Corrosión en ExxonMobil.*

## Referencias

1. D. W. Shoesmith, P. Taylor, M.G. Bailey, D.G. Owen, J. Electrochem. Soc. 125 (1980): p. 1007-1015.
2. D. W. Shoesmith, "Formation, Transformation, and Dissolution of Phases Formed on Surfaces," Lash Miller Award Address, Electromechanical Society Meeting, realizada el 27 de noviembre (Ottawa, 1981).
3. S. N. Smith, "A Proposed Mechanism for Corrosion in Slightly Sour Oil and Gas Production," 12.º Congreso Internacional de corrosión, Doc. Nr. 385, realizado del 19-24 de septiembre (Houston, TX, 1993).
4. S. N. Smith, E. J. Wright, "Prediction of Minimum  $\text{H}_2\text{S}$  Levels Required for Slightly Sour Corrosion", CORROSION/94, Doc. Nr. 11 (Houston, TX: NACE Internacional, 1994).
5. S. N. Smith, J. L. Pacheco, "Prediction of Corrosion in Slightly Sour Environments", CORROSION/2002, Doc. Nr. 02241 (Houston, TX: NACE, 2002).
6. S. N. Smith, M. Joosten, "Corrosion of Carbon Steel by  $\text{H}_2\text{S}$  in  $\text{CO}_2$ -Containing Oilfield Environments," CORROSION/2006, Doc. Nr. 06115 (Houston, TX: NACE, 2006).
7. M. Bonis, M. Girgis, K. Goerz, R. MacDonald, "Weight Loss Corrosion with  $\text{H}_2\text{S}$ : Using Past Operations for Designing Future Facilities", CORROSION/2006, Doc. Nr. 06122 (Houston, TX: NACE, 2006).
8. W. Sun, S. Nestic *Corrosion* 64, 4 (2008): p. 334.
9. W. Sun, S. Nestic, S. Papavinasam, *Corrosion* 64, 7 (2008): p. 586.
10. K. J. Lee, "A Mechanistic Modeling of  $\text{CO}_2$  Corrosion of Mild Steel in the Presence of  $\text{H}_2\text{S}$ " (Ph. D. diss, Ohio University, 2004).
11. F. H. Meyer, O. L. Riggs, R. L. McGlasson, J. D. Sudbury, *Corrosion* 14 (1958): p. 109.
12. L. G. Benning, R. T. Wilkin, H. L. Barnes, *Chem. Geol.* 167 (2000): p.25.
13. A. Anderko, P. J. Shuler, *Comput. Geosci.* 23 (1997): p. 647.
14. A. Anderko, P. J. Shuler, "Modeling the Formation of Iron Sulfide Layers Using Thermodynamic Simulation", CORROSION/98, Doc. Nr. 64 (Houston, TX: NACE, 1998).
15. A. Anderko, R. D. Young, "Simulation of  $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$  Corrosion Using Thermodynamic and Electrochemical Models", CORROSION/99, Doc. Nr. 31 (Houston, TX: NACE, 1999).
16. A. Anderko, "Simulation of  $\text{FeCO}_3/\text{FeS}$  Layer Formation Using Thermodynamic and Electromechanical Models", CORROSION/2000, Doc. Nr. 102 (Houston, TX: NACE, 2000).
17. P. Taylor, *Am. Mineral.* 65 (1980): p. 1026-1030.
18. P. Marcus, E. Protopopoff, *J. Electrochem. Soc.* 137 (1990): p. 2709.
19. J. S. Smith, J. D. A. Miller, *Br. Corros. J.* 10 (1975): p. 136-143.
20. W. Sun, S. Nestic, S. Papavinasam, "Kinetics of Iron Sulfide and Mixed Iron Sulfide/Carbonate Scale Precipitation in  $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$  Corrosion," CORROSION/ 2006, Doc. Nr. 06644 (Houston, TX: NACE, 2006).
21. K. L.J. Lee, S. Nestic, "EIS Investigation on the Electrochemistry of  $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$  Corrosion," CORROSION/2004, Doc. Nr. 04728 (Houston, TX: NACE, 2004).
22. S. Nestic, J. Postlethwaite, S. Olsen, *Corrosion* 52 (1996): p. 280-294.
23. N. Nordsveen, S. Nestic, R. Nyborg, A. Stangeland, *Corrosion, Sci.* 59 (2003): p. 443-457.
24. S. Nestic, K. -L.J.Lee, *Corros. Sci.* 59 (2003): p. 616-628.
25. M. Shulte, M. Schutz, *Oxid. Met.* 51 (1999): p. 55-77.
26. A. Dravnieks, C. H. Samans, *J. Electrochem. Soc.* 105 (1958): p. 183-191.
27. D. N. Tspas, H. Noguera, J. Rus, *Mater, Chem. Phys.* 18 (1987): p. 295-303.
28. B. Brown, S. Nestic, S. R. Parakala "CO<sub>2</sub> Corrosion in the Presence of Trace Amounts of  $\text{H}_2\text{S}$ ," CORROSION/2004, Doc. Nr. 04736 (Houston, TX: NACE, 2004).
29. M. Schutze, *Protective Oxide Layers and Their Breakdown* (Chichester, U.K.: John Wiley and Sons, 1997).
30. B. Brown, S. Nestic, "H<sub>2</sub>S/CO<sub>2</sub> Corrosion in Multiphase Flow," Ohio University Advisory Board Meeting Report, informe interno, 2006.

LA CALIDAD ES NUESTRO RECURSO INAGOTABLE

Cables de acero a la medida de la Industria Petrolera.



[www.iph.com.ar](http://www.iph.com.ar)



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



## THE BIGGEST GLOBAL GAS EVENT IN 2013

16-19 APRIL 2013 ★ HOUSTON, TEXAS ★ USA

**HAVE YOU SUBMITTED AN ABSTRACT YET?**

**DEADLINE EXTENDED!**

You now have until 20 April 2012 to submit your abstract

**DON'T MISS OUT!**

**[www.LNG17.org](http://www.LNG17.org)**

For enquiries please contact: [sgoelf@lng17.org](mailto:sgoelf@lng17.org)

INTERNATIONAL ORGANIZERS:



gti.



HOST ASSOCIATION:



American Gas Association

PRINCIPAL SPONSOR:





# Cuenca Precordillera; claves exploratorias para el Paleozoico. Áreas Jáchal y Niquivil, San Juan

Por *Miguel Ángel Pérez, Verónica Bagur Delpiano, Domingo Graneros, Karen Breier y Mariela Lauría*

**En este trabajo se describen las características de las potenciales rocas madre halladas en las secuencias del Paleozoico y del Mesozoico de la cuenca Precordillera, así como tendencias geoquímicas areales a través de la Precordillera Central.**

Las áreas de exploración de Jáchal y Niquivil se encuentran en la parte NO de la provincia de San Juan, Argentina, en la cuenca Precordillera, calificadas como no productivas y se las considera como “exploración de frontera”, debido a su alto riesgo exploratorio.

La Precordillera está considerada como un terreno alóctono unido al margen continental de Gondwana durante el Paleozoico Inferior. Probablemente fue en su origen parte del paleocontinente de Laurentia, y se desprendió del actual margen oriental de Norteamérica. En la zona oriental de los EE. UU. y de Canadá se han desarrollado algunas cuencas sedimentarias de edad ordovícica, consideradas como análogas a la cuenca de Precordillera. Varios yacimientos gigantes de petróleo y gas se han descubierto allí, en un marco geológico muy similar al de Precordillera.

*Este trabajo ha sido galardonado con el 1.º Premio (Compartido) del Simposio de Cuencas del VIIIº Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (Mar del Plata, noviembre de 2011).*

La Precordillera se divide en tres ambientes geológicos diferentes, de Oeste a Este: Precordillera Occidental, Central y Oriental.

Desde 2006, se ha desarrollado un proyecto exploratorio que estudió en profundidad las áreas para definir las zonas más interesantes, asociadas con la geología de la Precordillera Central. Estos estudios sistemáticos permitieron realizar estudios geológicos detallados, muestreos geoquímico de afloramientos y suelos (*Microbial oil survey* y *Sorved soil gas survey*), la sísmica 2D y la perforación de un pozo exploratorio profundo.

En este trabajo se describen las principales características desde el punto de vista de las potenciales rocas madre halladas en las secuencias del Paleozoico y del Mesozoico, y algunas tendencias geoquímicas areales a través de la Precordillera Central. Al mismo tiempo, se hacen algunas especulaciones acerca de cómo pudo haber sido la evolución estructural de la Precordillera Central, con el fin de generar un sistema petrolero paleozoico.

## Relevancia de la Precordillera

Desde antaño, la Precordillera ha sido motivo de numerosos trabajos geológicos y publicaciones científicas que abordaron la descripción e interpretación de sus ricas y complejas condiciones geológicas. Desde el punto de vista de la exploración petrolera, sin embargo, los trabajos publicados, fuesen estos para ámbitos locales o más regionales de criterio integrador para la unidad Precordillera, han adquirido relevancia en los últimos años. La información petrolera exploratoria de esta región se hallaba hasta entonces, parcialmente o en su totalidad, en informes técnicos inéditos, buena parte de los cuales no está disponible en la actualidad.

Esta síntesis pretende incorporar, a la información publicada por distintos autores, los conocimientos adquiridos en los últimos cuatro años de trabajos exploratorios en las áreas Jáchal y Niquivil, de la Precordillera sanjuanina norte, por parte de la compañía OIL m&s S.A. (Pérez et. ál., 2011).

Dada la amplitud regional y geológica que posee la Precordillera argentina, es conveniente aclarar que

las observaciones corresponden al sector de Precordillera del norte de la provincia de San Juan que abarcan las áreas exploratorias Jáchal y Niquivil, aunque algunos de los conocimientos adquiridos durante el desarrollo del plan exploratorio pueden fácilmente ser extendidos a otros sectores del dominio precordillerano.

## Clasificación y particularidades

Desde el punto de vista del petróleo tradicional, no es posible enmarcar a las áreas exploratorias de la Precordillera en una "cuenca" específica. El término "bolsones intermontanos", dentro del cual se la suele incluir, resulta inapropiado. La Precordillera, que ha sido conocida

primero como provincia geológica y luego como terreno exótico, conforma una unidad geológica, estratigráfica y estructural en sí misma. Su historia evolutiva conjuga elementos antiguos con rasgos alóctonos, que no pueden ser homologados a los de las regiones geológicas vecinas, con otros relativamente más jóvenes que sí se integran al modelo histórico del borde continental sudamericano.

La Precordillera es el registro de la evolución de diferentes cuencas sedimentarias cuyo desarrollo abarca desde el Paleozoico Inferior hasta hoy. En el norte sanjuanino, se compone de terrenos de edades que van desde el Cámbrico hasta el Cuaternario, y han atravesado estadios sucesivos que incluyeron comportamientos de

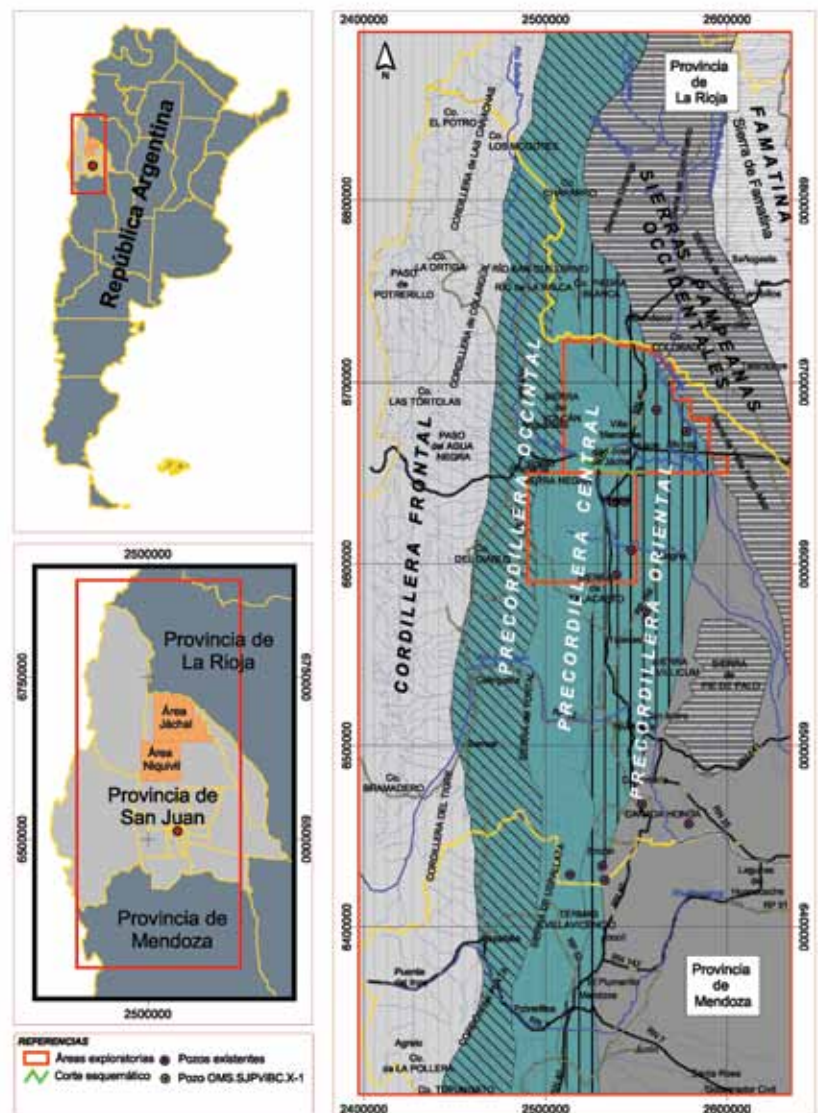


Figura 1. Mapa de ubicación relativa de las áreas exploratorias Jáchal y Niquivil en el esquema regional de dominios geológicos.

margen continental pasivo y activo, episodios de deformación creadores de elevación-erosión y subsidencia-depositación, y condiciones paleoambientales muy variadas. La actividad ígnea ha sido relativamente escasa. Sobre estos terrenos se halla la disposición morfoestructural actual de faja plegada y fallada, otro de sus rasgos regionales distintivos.

En este sentido, al menos hasta tanto se alumbró un horizonte productivo, quizá sería conveniente tomar a esta región con ese nombre dentro del contexto exploratorio petrolero local; "cuenca": Precordillera, continental, no productiva.

### Ubicación

Las áreas exploratorias Jáchal y Niquivil ocupan buena parte del noreste y centro de la provincia de San Juan (figura 1). Desde el punto de vista geológico y en relación con la Precordillera, el área Jáchal se emplaza mayormente en los ámbitos de Precordillera Central y Oriental. Hacia el Este se extiende abarcando la porción norte del denominado "Bolsón del Bermejo", hasta el pie del cordón serrano de Valle Fértil-Sierra Morada. Fuera del área, los dominios de la Precordillera se extienden contiguos hacia el Norte, en la provincia de La Rioja.

En el área Niquivil, contigua hacia el sur de la anterior (figura 1), participan terrenos de los tres ámbitos de la Precordillera, aunque sólo abarca el borde aflorado del Terciario de la Precordillera Oriental en el sector. Tanto la Precordillera Occidental como la Central se caracterizan por tener planos de sobrecorrimientos y pliegues asociados a movimientos provenientes del Oeste, en su mayor parte, mientras que en la Precordillera Oriental, los planos de fallamientos y la deformación de los estratos que dominan son los de vergencia occidental. La "zona triangular" generada por el encuentro de estos dos sistemas estructurales de vergencia opuesta se halla presente en ambas áreas exploratorias.

Los terrenos de Precordillera continúan al sur del área Niquivil a través de la provincia de San Juan (áreas exploratorias Talacasto y Caucete), hasta ocupar el norte de la provincia de Mendoza.

### Principales características petroleras

La siguiente síntesis de antecedentes exploratorios corresponde a Precordillera sanjuanina Centro-Norte, sitio que ocupan las áreas exploratorias en las que se ha trabajado. En relación con su condición exploratoria, todas las áreas de la Precordillera resultan ser de frontera exploratoria, y de alto riesgo exploratorio.

Por lo antedicho, la región no posee datos petroleros de producción, y todas las acciones y procesos llevados a cabo históricamente han sido de carácter exploratorio. Una síntesis de la historia exploratoria en ambas áreas Jáchal y Niquivil en particular, se puede leer en Pérez et ál. (2011). En la actualidad, en la zona que cubren las áreas Jáchal y Niquivil, y su adyacente Mogna, se hallan perforados 12 pozos exploratorios y registrados 1.400 km de sísmica 2D. No existen *surveys* 3D realizados en la zona. Todos los pozos y registros sísmicos realizados antes del actual plan exploratorio fueron ejecutados en el ámbito de Precordillera Oriental, en terrenos terciarios de la cuenca de antepaís que manifiestan, en superficie, grandes estructuras positivas de pliegues y sobrecorrimientos.

A partir del comienzo de la etapa exploratoria llevada a cabo por OIL m&s S.A., desde finales de 2006, se profundizaron los estudios en la región y se determinaron sectores de interés asociados a la geología de Precordillera Central, sobre la cual, por primera vez, se realizaron estudios sistemáticos de superficie para la búsqueda de hidrocarburos, que posibilitaron relevamientos geológicos de detalle, muestreo geoquímico de rocas en afloramientos y de gases en superficie, registración sísmica 2D y un pozo exploratorio profundo.

### Marco geológico

La Precordillera configura en sí misma un rico panorama geológico que ha sido abordado con diferentes enfoques por varios autores (Baldis y Chebli, 1969; Furque y Cuerda, 1979, Astini et ál., 2005). El interés por el conocimiento de la evolución geológica de esta entidad ha impulsado importantes investigaciones científicas a escala global que han suscitado di-

versas teorías y, por lo tanto, muchas controversias. Si bien persisten aún diferencias acerca de su origen y modo de emplazamiento, es un hecho aceptado que la Precordillera es un terreno, o parte de uno, adosado al margen continental gondwánico (Ramos, 1999; Aceñolaza y Toselli 2007). Inicialmente denominada *Terreno exótico de Precordillera* (Astini et ál., 1996), fue luego incorporada a una entidad mayor denominada *Cuyania* (Ramos et ál., 1996), y luego a un sistema aún mayor; *Occidentalia* (Dalla Salda 2005, Ramos y Dalla Salda, 2011).

En ese encuadre se hallan tres visiones principales que aducen al carácter alóctono o parautóctono de la Precordillera y podrían resultar de interés desde el punto de vista exploratorio.

Aspectos tales como el tipo y la edad del basamento cristalino, la estratigrafía, la paleobiología, el paleomagnetismo (posición paleogeográfica original del terreno exótico), y características geoquímicas e isotópicas de sus rocas son utilizados por los investigadores para explicar los diferentes orígenes posibles.

En las hipótesis que plantean un origen puramente alóctono de la Precordillera se interpreta que esta habría formado parte del Paleocóntinente Laurentia (parte de los actuales territorios de EE. UU. y Canadá), y fue adosada al margen del paleocóntinente Gondwana en el Paleozoico Inferior. Para explicar el mecanismo de acreción se han planteado dos posibilidades principales; la deriva de un microcontinente (Precordillera, Cuyania), proveniente de la actual Bahía de Ouachita en el SE norteamericano a través de un proceso de *rifting* (Thomas y Astini, 1996, Ramos 1999), o que sea parte de un desprendimiento mayor (Terreno Occidentalia, Dalla Salda, 2005), que permaneció adosado a Gondwana como un relicto lauréntico, cuando ambos paleocóntinentes se separaron luego de una colisión previa que habría ocurrido en el Ordovícico Inferior (Dalla Salda, 2005; Ramos y Dalla Salda, 2011). Para los que prefieren asignar a estos terrenos un origen "parautóctono", la Precordillera (o el terreno de Cuyania), sería un fragmento de corteza del mismo paleocóntinente Gondwana, que derivó tangencialmente por su periferia desde posiciones paleogeográficas ecuatoria-

les hasta establecerse en una nueva posición del mismo margen (Aceñolaza y Toselli, 2007; Finney, 2007).

Estudios de geofísica profunda –métodos para distinguir límites de “*terrane*s” actuales– (Comínguez y Ramos, 1991), y signos estudiados por varios autores de la deformación dúctil del borde de Puna y Sierras Pampeanas han contribuido también a asentar la idea de la Precordillera (Cuyania) como un terreno adosado al margen gondwánico.

A escala regional, la Precordillera argentina constituye una gran faja plegada y corrida que ocupa parte de las provincias de Mendoza, San Juan y La Rioja. Es diferenciada por varios autores en tres secciones o ámbitos, de Oeste a Este, que poseen algunas características geológicas distinguibles; Precordillera Occidental, Central y Oriental (figura 1).

La Precordillera Occidental está dominada por sobrecorrimientos de vergencia oriental cuyos planos de despegue se emplazan principalmente en terrenos ordovícicos, clásticos, de ambiente marino profundo. Los terrenos del Paleozoico Inferior de este ámbito se hallan muy deformados y poseen metamorfismo de bajo grado, que no está presente en los dos restantes de más al Este. En la Precordillera Central, los sobrecorrimientos poseen igual vergencia dominante, pero los planos de despegue exponen terrenos del Cámbrico, aunque el común denominador en la base estratigráfica de las escamas tectónicas afloradas es la plataforma calcárea del Ordovícico Inferior.

La deformación del Paleozoico Inferior es también fuerte para algunas unidades, y los estratos del Paleozoico Superior, el Mesozoico Alto y el Cenozoico se hallan relativamente más representados que en la anterior a escala de afloramientos.

El ámbito de Precordillera Oriental se diferencia de los dos restantes por la vergencia de la deformación, que es dominante hacia el Oeste y por la variedad litológica que expone en sentido norte-sur; mientras al sur de San Juan y norte de Mendoza los corrimientos exponen terrenos del Cámbrico, aquí, en la zona de trabajo exploratorio, dominan los estratos del Terciario, deformados en amplios sinclinales y anticlinales.

La sierra de Pie de Palo, ubicada

al este de la ciudad de San Juan y a unos 140 km, en promedio, de las áreas exploratorias tratadas, expondría el basamento cristalino del sistema geológico precordillerano (Ramos et ál., 1996).

Las áreas exploratorias Jáchal y Niquivil se hallan, en conjunto, sobre los tres ámbitos de Precordillera; Occidental, Central y Oriental. Los terrenos de la Precordillera Central son

los que se hallan mejor representados en ambas áreas, mientras la Precordillera Occidental está mejor expuesta en el área Niquivil (figura 2).

### Ámbito de la Precordillera Central

La Precordillera Central de la zona centro-norte sanjuanina se caracteriza por exponer un profuso y variado registro geológico que



**Flexibilidad  
Respaldo  
Experiencia**

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

Invertimos para crecer.



[www.edvsa.com](http://www.edvsa.com)

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

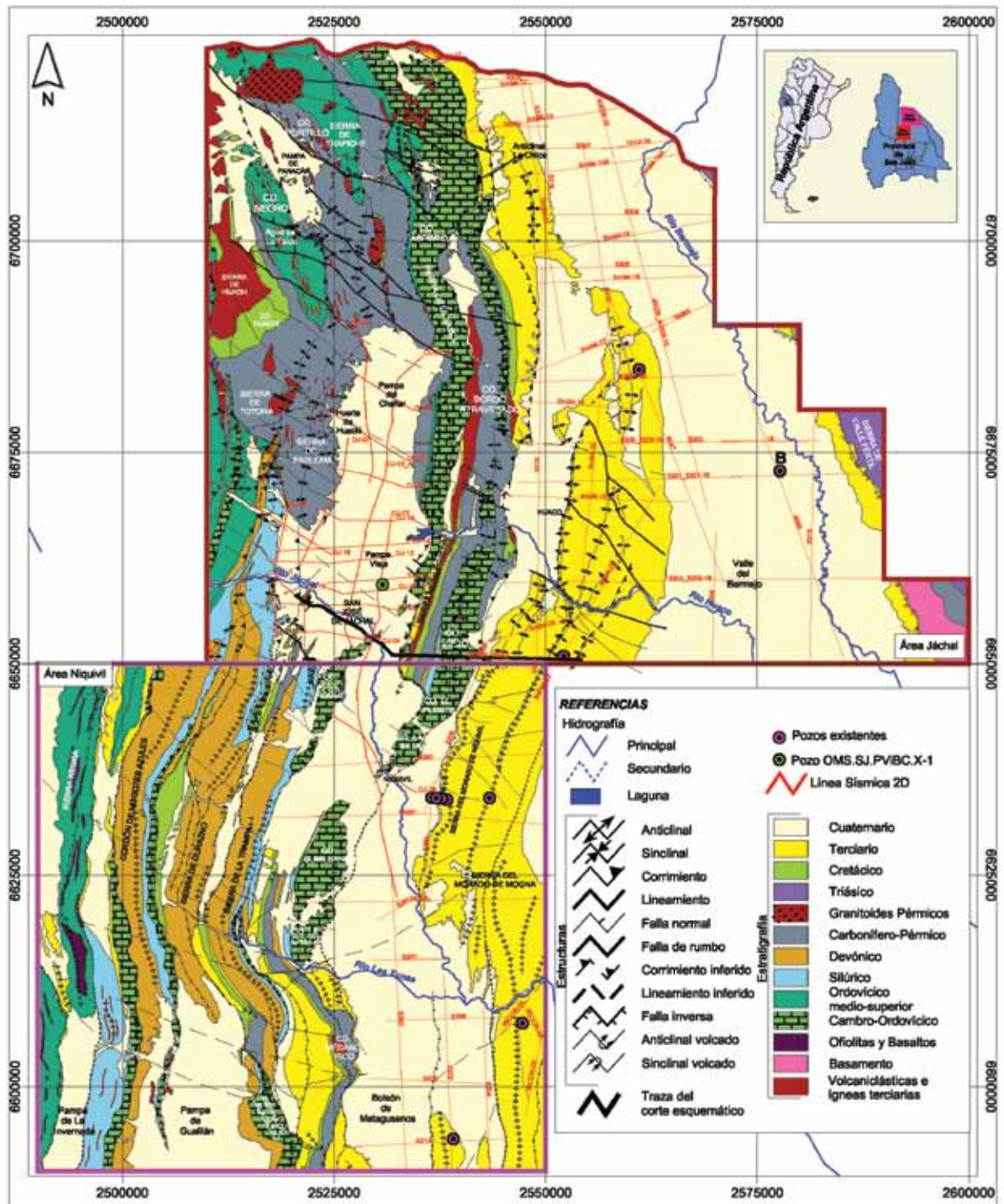


Figura 2. Mapa geológico simplificado de las áreas exploratorias Jáchal y Niquivil, planimetría general de líneas sísmicas 2D y pozos exploratorios existentes. B: Ubicación del pozo intervenido (CS.Be./A.x-1-Bermejo).

abarca desde el Cámbrico hasta la actualidad, a excepción del Triásico, Jurásico y buena parte del Cretácico, intervalo en el que se advierte un importante hiato estratigráfico para el entorno del norte de Precordillera en general. Los depósitos del Paleozoico Inferior se hallan bien representados por unidades calcáreas, muy dolomi-

tizadas en los términos más antiguos, (Cámbrico y Ordovícico basal), y decididamente siliciclásticas a partir del Ordovícico Medio y hasta el Devónico Medio a Superior.

Una fuerte discordancia angular y erosiva separa los depósitos del Paleozoico Superior del Inferior plegado. Sobre una paleotopografía muy irre-

gular se preservan secuencias marinas de talud y glaciógenas del Carbonífero Inferior? a Medio, sobre las que, en la zona central del área de trabajo, progradan depósitos deltaicos y fluviales del Carbonífero Superior, que poseen equivalentes marinos con reducidos niveles calcáreos hacia el Norte, y siliciclásticos al Sur. Varios altos de



# Nuevos



INSTITUTO ARGENTINO  
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

## Digesto de Legislación de Hidrocarburos

## Digesto de Legislación de Gas

*versiones on line*



*UNA RECOPIACIÓN COMPLETA Y ORDENADA  
DE TODA LA NORMATIVA NACIONAL Y PROVINCIAL  
RELATIVA A LA INDUSTRIA DE LOS HIDROCARBUROS  
Y EL GAS VIGENTE EN NUESTRO PAÍS.*

Búsquedas multicriterio  
Normas y actos administrativos nacionales y provinciales compilados  
Actualización cotidiana por email de normas publicadas en el Boletín Oficial Nacional y en los provinciales

[www.iapg.org.ar](http://www.iapg.org.ar) - [digestos@iapg.org.ar](mailto:digestos@iapg.org.ar)

no depositación o depositación restringida se evidencian para tiempos del Carbonífero-Pérmico; tanto en sentido norte-sur como este-oeste. La pila neopaleozoica se completa con una importante sección de sedimentos continentales en capas rojas del Pérmico Inferior y Superior, mejor desarrollada hacia el norte de la Precordillera donde además de los depósitos de facies fluvio-aluviales y eólicas incorpora términos de origen marino.

Hasta fines del Cretácico no se registran depósitos sedimentarios aflorados dentro del área de trabajo en esta parte de la Precordillera. Una sección de depósitos fluviales y lacustres efímeros y de barreal del Senoniano, sobre los que yacen paquetes de areniscas eólicas y conglomerados volcánicoclásticos del Terciario, se apilan sobre los depósitos del Pérmico Superior en varias localidades de la zona de trabajo, en discordancia, aunque sin angularidad notable que ponga de manifiesto episodios de deformación previa. Sobre los estratos del Cretácico Superior tardío se registra la aparición de una unidad de areniscas eólicas bien distribuidas en este ámbito, que hacia el techo interactúan, localmente, con depósitos volcánicoclásticos, volcánicos, y clásticos. Estos paquetes del Terciario (asignados al tiempo que va de finales del Oligoceno? al Mioceno) poseen geometría de depositación en relación con aparatos efusivos localizados, varían lateralmente en espesor hasta desaparecer, se asocian a una familia de intrusivos ígneos que afectan a los estratos paleozoicos, y se hallan restringidos a la Precordillera Central y al sector norte de la zona de trabajo, ya que hacia el Sur (en el área Niquivil), no se hallan presentes.

La sección central de Precordillera posee escaso desarrollo de depósitos del Terciario en los afloramientos en relación con la parte oriental. Por encima de las secuencias volcánicoclástico-clásticas se hallan depósitos continentales fluvio-aluviales, eólicas y evaporíticos en origen, que adquieren cierta relevancia hacia los sectores orientales, mientras hacia el Oeste no están presentes, o se hallan en facies conglomerádicas. Los depósitos conglomerádicos del Cuaternario, fluviales y de bajadas aluviales adquieren relevancia en los valles deprimidos, donde alcanzan importantes espesores.

El registro ígneo de esta parte de

la Precordillera Central es de proporciones relativamente reducidas en el contexto. Se reconocen cuerpos de granitoides asignados al Pérmico?, restringidos al extremo norte del área Jáchal, y los productos de la antes mencionada fase volcánica-volcánicoclástica de mediados del Terciario. Las rocas efusivas se asocian a un sistema de diques y filones, principalmente andesíticos, emplazados en antiguas estructuras y discontinuidades estratigráficas regionales durante el Terciario (Mioceno), en coincidencia con el inicio de la tectónica andina en este ámbito. En el suroeste del área Niquivil se hallan también algunos cuerpos dacíticos del Terciario, emplazados en rocas del Paleozoico Inferior (figura 2).

### Ámbito de la Precordillera Occidental

Dentro de las áreas exploratorias Jáchal y Niquivil, esta sección de Precordillera está conformada por estratos clásticos, muy deformados y con metamorfismo de bajo grado, del Ordovícico Medio y Superior y, en menor medida, rocas ígneas básicas del Paleozoico Medio. Se trata de grandes espesores de pelitas marinas de ambiente profundo que por sectores intercalan mantos interstratificados de vulcanitas básicas subcúbeas y diques. No se hallan, en los cordones aflorados de ambas áreas exploratorias, rocas asignables al Cámbrico. Tampoco se encuentran dentro de las áreas, en esta sección occidental de la Precordillera, los depósitos correspondientes al Paleozoico Superior. Depósitos sedimentarios de esa edad aparecen en el ámbito occidental hacia el borde oeste, donde se habrían generado otros depocentros separados por altos topográficos, como los nombrados para la Precordillera Central.

En los valles longitudinales aparecen estratos rojos del Terciario Superior, muy deformados, originados en cuencas alongadas que evolucionaron en relación con la reactivación neógena de la Precordillera. Dentro de las áreas se han mapeado dos principales eventos ígneos; las vulcanitas básicas y diques mencionados antes, y un dique de andesitas datado en el Jurásico Inferior, ubicado en el límite entre este ámbito de la Precordillera y el Central en el área Jáchal.

### Ámbito de la Precordillera Oriental

Este ámbito de la Precordillera se diferencia de los dos anteriores por la vergencia de la deformación opuesta, predominantemente hacia el Oeste. Dentro de las áreas exploratorias Jáchal y Niquivil sólo afloran terrenos del Terciario Medio y Superior, plegados y fallados (figura 2). En las perforaciones exploratorias, en la interpretación de algunos registros sísmicos, y en afloramientos que se hallan al Este, fuera de las áreas estudiadas, se ha establecido que hacia este ámbito se produce el acunamiento de los terrenos del Paleozoico Inferior, que llegarían sólo con algunos términos de la secuencia carbonática del Cambro-Ordovícico aflorada en la porción central de la Precordillera. El Paleozoico Superior aparece en el subsuelo occidental de este ámbito, parcialmente, con terrenos del Pérmico que habrían traslapado los depocentros carboníferos hacia altos relativos y apoyan sobre las calizas cambro-ordovícicas. Estratos carboníferos y pérmicos deberían hallarse en subsuelo profundo entre este ámbito de Precordillera y la Central, y en el borde oriental contra el terreno de pampeanas. Los estratos del Cretácico Superior, adelgazados, del este de la Precordillera Central, se hallan también representados en el subsuelo occidental de esta unidad, y existen interpretaciones según las cuales en las profundidades del borde oriental, podrían yacer términos de la cuenca triásica desarrollada, y aflorada, en el borde de pampeanas.

En general, por lo que la evidencia directa permite inferir, buena parte de este ámbito habría constituido un alto depositacional previo al Terciario, y son los depósitos de esta edad los que cubren, deformados y en secuencias diacrónicas, los terrenos que subsidiaron por la instauración de la cuenca de antepaís principal en el frente precordillerano.

Algunos diques andesíticos de poco desarrollo y pequeños cuerpos intrusivos de igual composición se hallan entre los estratos del Mioceno, o en los planos de falla del borde de la Precordillera Central, respectivamente.

### Principales rasgos estructurales de la Precordillera en el sector

Tanto en la Precordillera Occidental como en la Precordillera Central

dominan los sobrecorrimientos y plegamientos debidos a esfuerzos provenientes del Oeste (Jordan et ál., 1993a), (figura 3). Este esquema de esfuerzos y la geometría resultante han permitido caracterizar a estas dos porciones de la Precordillera como una faja plegada y corrida (FPC) con estructuras de vergencia oriental, en cuya deformación, según se ha interpretado, no está involucrado el basamento (FPC de "piel fina", Allmendinger et ál., 1990), (figura 8).

Dentro de las áreas exploradas las "escamas tectónicas" que definen la faja plegada de vergencia oriental (Precordillera Occidental y Central) registran episodios de deformación indicadores de una historia evolutiva compleja, de gran interés exploratorio. La actual conformación estructural de esta porción de la Precordillera parece ser, en realidad, la suma de deformaciones de sobrecorrimientos y plegamientos. Una primera faja corrida y plegada se habría conformado a fines del Devónico, que produjo relieve de erosión y depositación durante el Paleozoico Superior. Los movimientos de la Orogenia Andina, durante el Terciario Superior, se impusieron sobre el conjunto y dieron origen a la actual faja plegada y corrida, que es en partes reactiva y en partes pliega las viejas estructuras.

Aquel primer episodio de deformación compresiva habría generado el contexto regional para los depocentros saltuarios en los cuales se inició la cuenca carbonífera-pérmica, mientras que la nueva faja corrida y plegada del Terciario construyó el frente y el espacio para el desarrollo de la cuenca de antepaís en el Este, involucrada posteriormente en los episodios de deformación, en parte coetáneos con la sedimentación, que conformaron la Precordillera Oriental.

La Precordillera Oriental también es una faja plegada y corrida, pero de vergencia occidental, considerada de tipo "piel gruesa", por hallarse, según los modelos, el basamento mecánico involucrado en la deformación (Zapata y Allmendinger, 1996). Dentro de las áreas exploratorias, los terrenos aflorados de esta unidad no son más viejos que el Terciario Medio-Superior. Es una pila sedimentaria de miles

de metros de espesor de estratos que han sido depositados y deformados en relación con la misma evolución estructural de la Precordillera Cuenca de Antepaís Terciaria, (Jordan et ál., 1993b). La participación del basamento cristalino de la cuenca paleozoica en la deformación de la Precordillera Oriental es coherente con el acuñamiento que, al parecer, poseen los depósitos que representan al Paleozoico Inferior hacia este sector, y con la evolución periférica del paleocontinente Gondwana en ese

mismo tiempo.

La interacción de estos dos sistemas de corrimientos de vergencia opuesta delimita una "zona triangular" poco conocida en subsuelo, en su mayor parte hundida. Esta zona estructural se muestra angosta y comprimida desde el norte del área exploratoria Jáchal, donde aflora en el anticlinal de La Chilca, hasta sobrepasar la latitud del valle de Huaco, para luego ensancharse hacia el Sur, dentro del área exploratoria Niquivil en el Bolsón de Matagusanos.



La nueva imagen de nuestra compañía es una nueva forma de presentarnos y un mensaje en el que el cambio y la innovación son premisas desde las cuales partimos para todo lo que hacemos y pensamos.

Estamos preparados para el desafío. Estamos listos para dar soluciones. Estamos en el futuro, ya.

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



[www.socotherm.com](http://www.socotherm.com)



## Estratigrafía y potencial oleogénico

La frondosa estratigrafía de la Precordillera ha generado, a través de los años y por el interés que ha despertado en los investigadores, una gran cantidad de nombres formacionales que refieren tanto al relevo de situaciones localizadas como a estudios regionales y modelos evolutivos específicos. Muchos otros han sido también “importados” por correlación desde ámbitos geológicos vecinos en los cuales las unidades a las que aluden se hallan mejor representadas. A los fines de la aplicación exploratoria, los nombres de formaciones de todas las edades han sido simplificados al uso del que posee más historia o es más reconocido regionalmente (figura 4).

Desde el punto de vista de la exploración petrolera, resulta interesante distinguir a las siguientes etapas de la evolución de esta parte de la Precordillera por sus condiciones conocidas hasta ahora y su potencialidad en relación con el modelo propuesto:

- Secuencias del Paleozoico Inferior (Cámbrico-Devónico Medio y Superior?).
- Secuencias del Paleozoico Superior (discordancia angular-erosiva, Carbonífero Inferior-Pérmico Superior).
- Hiato depositacional Mesozoico (Triásico-Jurásico-Cretácico Inferior, Fase ígnea?).
- Cuenca del Cretácico Superior (Subsidencia generalizada).
- Cuencas del Terciario (sistema de cuencas de antepaís, fase ígnea, sedimentación-deformación).

### Secuencias del Paleozoico Inferior (Cámbrico-Devónico Medio-Superior?)

#### Rocas del Cámbrico

Los afloramientos de las secuencias cámbricas de las áreas exploradas se hallan restringidos al ámbito de Precordillera Central. Los depósitos del Cámbrico Superior afloran en los principales corrimientos que exponen el Paleozoico Inferior Bajo en la Precordillera Central (corrimientos El Salto, San Roque y Niquivil, figura 3), y en el subsuelo, donde posiblemente se hallen también los términos estratigráficos del Cámbrico Inferior.

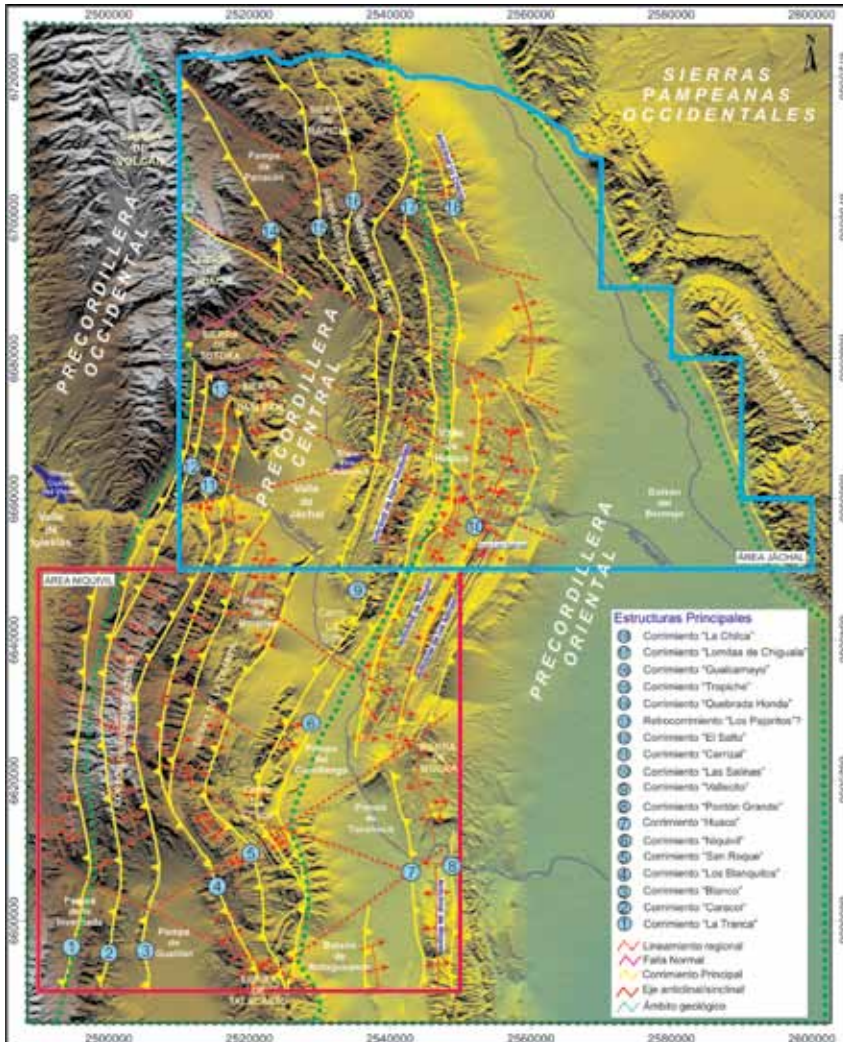


Figura 3. Imagen DEM de la zona de la Precordillera con los ámbitos geológicos, los límites de las áreas exploratorias Jáchal y Niquivil, y las trazas de los principales elementos estructurales.

## Evolución geológica y claves exploratorias

En estos apartados se intentará exponer sintéticamente las principales características estratigráficas, sedimentológicas, geoquímicas y estructurales observadas en las unidades geológicas afloradas, desde el punto de vista exploratorio petrolero.

El proyecto exploratorio llevado a cabo en las áreas Jáchal y Niquivil desde fines del año 2006 incluyó inicialmente estudios geológicos generales y de detalle, y muestreo de rocas, suelos y aguas para diferentes estudios. Se determinaron sectores de interés exploratorio primarios (SIEP), y se aplicaron planes de trabajo acordes con las prioridades, que incluyeron: nuevos muestreos y levantamientos geológicos de detalle,

estudios geoquímicos de rocas, de petróleos hallados en afloramientos y de gases en superficie. Se ensayaron correlaciones geoquímicas roca-roca, roca-petróleo y petróleo-petróleo. Se reprocesaron las secciones sísmicas existentes y se registraron y procesaron nuevas.

El modelo creado a partir de los estudios de superficie, geológicos y geoquímicos fue entonces extendido a las zonas de interés en el subsuelo del área Jáchal. Se realizó la intervención de un antiguo pozo exploratorio con rastros en Precordillera Oriental (CS. Be.I/A.x-1-Bermejo), (figura 2), y la perforación de un pozo exploratorio profundo, el primero en la Precordillera Central. El desarrollo detallado de los pasos exploratorios seguidos se puede leer en Pérez et ál. (2011).

De la columna estratigráfica que se reconoce en la Precordillera, que abarca del Cámbrico Inferior al Superior, sólo la porción alta de este período estaría representada en superficie. Las unidades observadas han sido asimiladas a la formación San Roque (Baldis et ál., 1982), (figura 4). Es posible que una parte de la columna dolomítica atravesada en el pozo exploratorio OMS.SJ.PViBc X-1 (Pampa Vieja Bicentenario), (Pérez et ál., 2011), equivalga a la formación Zonda (Bordonaro, 1990), de mayor edad que la mencionada antes.

Las rocas del Cámbrico en este sector de la Precordillera son principalmente calizas con intercalaciones de dolomías, que conforman una asociación ciclotemática de ambientes mareales. La base está incompleta en afloramientos aunque una parte ha sido atravesada en el pozo exploratorio mencionado antes. Es una asociación cíclica de calizas estromatolíticas y dolomías finamente estratificadas, que por lo común finalizan con acumulaciones de trombolitos estratiformes y cupuliformes. La porción media posee calizas grises, grises amarillentas y ocre, con intercalaciones dolomíticas blanquecinas bien estratificadas. Algunos estratos poseen bandeado fino estromatolítico, de tipo estratífera y otros con crecimiento de estromatolitos que incluyen chert.

Hacia el techo, por debajo de la formación San Juan (Ordovícico Inferior), las calizas poseen, en general, escasa estratificación y laminación interestratal, son duras, muy compactas, de tonalidad superficial grisácea. Por sectores poseen rastros de vermes o bioturbaciones difusas, pero, en general, carecen de fósiles (Baldis et ál., 1982). Baldis y Beresi (1990) reportaron la existencia de restos de hidrocarburos (que luego denominan "hidrocarburos en forma de querógenos diseminados", en calizas organógenas y dolomías de las formaciones Zonda y San Roque, en muestras de las serranías de Niquivil, La Silla y Huaco (figura 2). Estos autores relacionan el contenido mencionado a la supuesta capacidad oleogénica de estas mismas formaciones.

En los trabajos exploratorios de superficie se tomaron numerosas muestras de los estratos cámbricos que fueron analizadas por su potencial oleogénico. En ningún caso se

obtuvieron valores porcentuales de COT (carbono orgánico total), que superaran el 0,1%. En los terrenos atravesados en el pozo exploratorio OMS.SJ.PViBc X-1 (Pampa Vieja Bicentenario), asignados a estas formaciones, se hallaron numerosas manifestaciones de hidrocarburos secos (tipo "dead oil"), en las fracciones dolomíticas principalmente.

Las formaciones calcáreas del Cámbrico en este sector de la Precordillera son consideradas de interés como posibles reservorios dolomíticos, homologadas a las equivalentes de regiones productivas de EE. UU. y Canadá, en las cuales funcionan Sis-

temas Petroleros similares al propuesto para las áreas exploratorias aquí tratadas (Pérez et ál., 2011).

### Rocas del Ordovícico

Las rocas de esta edad son características de la Precordillera y representan quizá los depósitos más distribuidos y desarrollados. En la zona de trabajo poseen gran importancia exploratoria. El registro ordovícico dentro de las áreas exploratorias Jáchal y Niquivil muestra relaciones geológicas que indican importantes cambios evolutivos de la historia de la Precordillera. En una primera

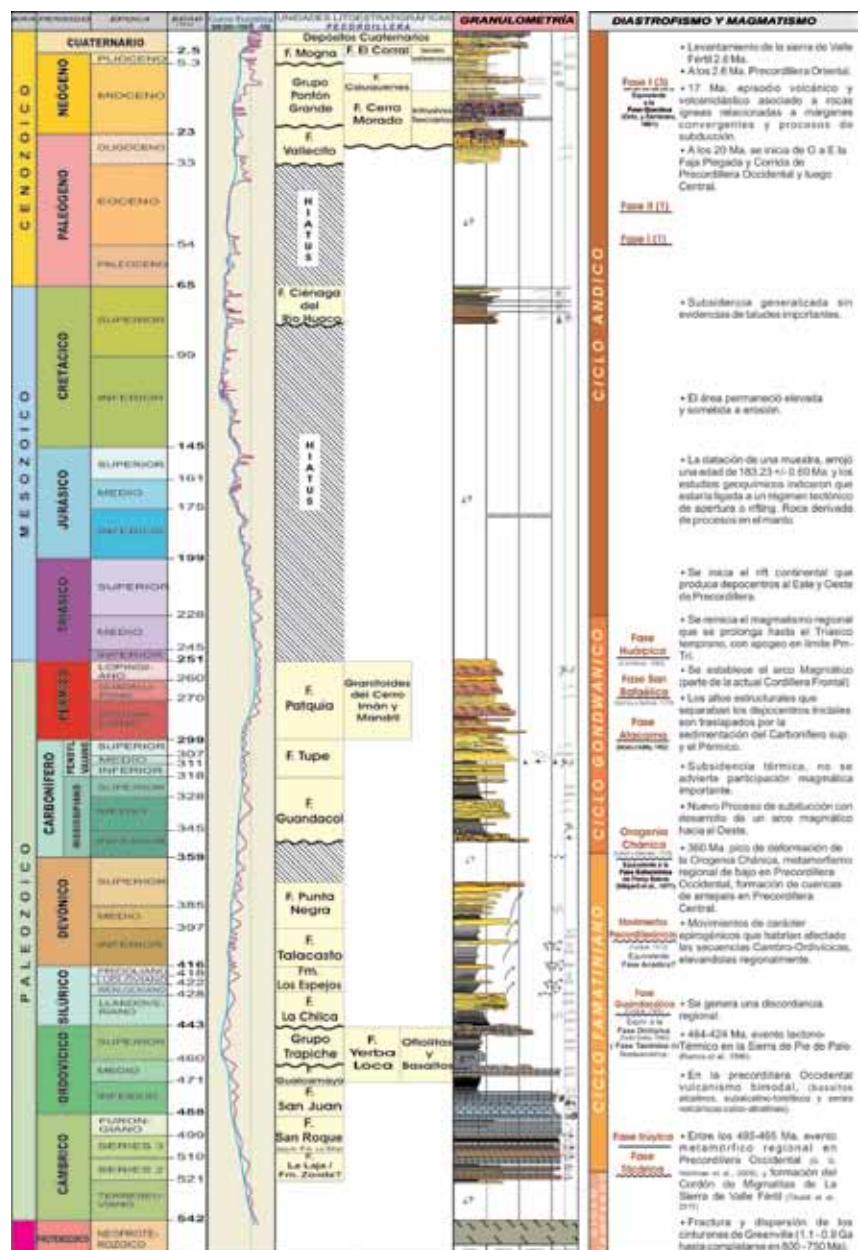


Figura 4. Tabla tectono-estratigráfica resumida para el ámbito de las áreas exploratorias Jáchal y Niquivil.

sección basal se registra la evolución de la plataforma carbonática cambro-ordovícica, mar somero de gran extensión que al parecer tuvo su equivalente ampliamente desarrollado en los bordes de Laurentia (Dalla Salda, 2005; Astini et ál., 1996). Un episodio transgresivo primero y una fuerte discordancia con generación de importantes taludes submarinos luego, marcan el fin de la depositación de rocas carbonáticas de plataforma y la instauración de un sistema de depositación marino profundo muy diferente. Estas condiciones de profundización y cambio del comportamiento del sistema marino, combinadas con la posición paleolatitudinal, al parecer favorecieron, como ocurre en rocas de esta edad y condiciones en otras partes del globo, la generación de materia orgánica primaria, de buena calidad.

#### Formación San Juan

La secuencia de esta edad se inicia con calizas de plataforma marina de la formación San Juan. Esta formación es portadora de una abundante fauna fósil y se considera que se extiende entre el Tremadociano (Beresi, 1990), y el Dapingiano. (Mestre et ál., 2008) citan el hallazgo de foraminíferos del Danwilliano, en el área Jáchal.

Es una sucesión calcárea que en su sección inferior posee calizas macizas o con estratificación gruesa, de ambiente de plataforma marina, estable, poco profunda y de baja energía, en una zona intermareal a submareal. La superior está constituida por facies de calizas fosilíferas con estratificación "fina", y en ocasiones con intercalaciones pelíticas, que se habrían depositado en un ambiente de plataforma calcárea restringida, en una zona submareal alta a supramareal. En la zona, las calizas de esta formación también poseen sectores dolomitizados (Vallecito y León, 2008). Las calizas de la formación San Juan también fueron atravesadas en subsuelo por el pozo OMS. SJ.PViBc X-1 (Pampa Vieja Bicentenario). En pozos exploratorios del ámbito oriental de la Precordillera fueron alcanzadas por debajo de estratos pérmicos y terciarios.

Esta formación ha sido muestreada en los diferentes sectores donde aflora en las áreas exploratorias, y desde el punto de vista oleogénico ha dado en general pobres valores de

contenido orgánico. En afloramientos se han hallado costras de material asociado a algunas formas biogénicas que, analizado en laboratorio, demostró ser muy rico en COT y con buen rendimiento de pirólisis, típico de petróleo seco. En las secciones atravesadas en el pozo OMS.SJ.PViBc X-1 (Pampa Vieja Bicentenario) se hallaron también manifestaciones de rastros secos (*dead oils*).

La formación San Juan en este sector de la Precordillera es considerada de interés exploratorio como formadora de posibles reservorios a través de procesos diagenéticos, debido a su carácter litológico, y de fracturación por el tipo de deformación a que habría estado sometida a fines del Paleozoico Inferior. También resultan de interés su relación genética y de proximidad estratigráfica con las potenciales rocas madres del sistema petrolero (Pérez et ál., 2011).

#### Formación Gualcamayo

En los últimos metros del techo de la formación San Juan se advierte un cambio de condiciones a partir del cual el sistema se "inunda". Este cambio de régimen se manifiesta definitivamente con los depósitos de lutitas negras y calizas y dolomías de la formación Gualcamayo (Baldis et ál., 1985). El cambio se observa continuo desde la formación infra-yacente; no se advierten discontinuidades estratigráficas que puedan asignarse a discordancia alguna, y la fauna hallada en la base calcárea-pelítica de la formación Gualcamayo es asignada al Ordovícico Medio-Dapingiano (o Llanvirniano Temprano), (Tortello y Peralta, 2004).

El registro del Ordovícico Medio de la zona explorada denota también el cambio de nivel eustático global que caracteriza a ese intervalo del período (Fortey, 1984), y al cual también parece responder esta transición en el registro sedimentario (Keller et ál., 1994), (figura 4). Dentro de la zona comprendida por las áreas exploratorias Jáchal y Niquivil, los afloramientos de la formación Gualcamayo se hallan circunscriptos al ámbito de la Precordillera Central; y dentro de esta, su máximo desarrollo se halla a las espaldas de las escamas tectónicas de más al Este y al Norte (figura 3). Así es que los máximos espesores pelíticos se hallan en el

extremo norte del área Jáchal, donde el sistema tiende a profundizar hacia un depocentro localizado poco más al Norte (Astini et ál., 2005), y disminuyen hacia el Sur, manteniéndose con espesores interesantes hasta la parte media del área Niquivil, donde desaparecen por el efecto erosivo de la discordancia silúrica.

En sentido estricto, el comportamiento de la formación Gualcamayo dentro de ambas áreas exploratorias es más complejo aun ya que en cada una de las escamas tectónicas posee particularidades. Sobre la espalda del corrimiento Niquivil (figura 3), se halla ausente en la parte central del área Jáchal por el efecto erosivo profundo que provoca el desarrollo de la cuenca Carbonífero-Pérmica (borde oriental del "depocentro Pasleam"). Los estratos de la formación reaparecen sobre esta escama en el sur del área, y pasan, sobre esta misma estructura, hasta el centro del área Niquivil donde vuelven a desaparecer por erosión. En la escama tectónica contigua al Oeste (corrimiento San Roque), la unidad mantiene el espesor en afloramientos, con sectores muy deformados por la tectónica preandina; en el norte, dentro del área Jáchal, yace bajo la discordancia del Ordovícico Medio, y, hacia el Sur, en el área Niquivil desaparece por deformación del frente de corrimiento, aunque está presente como remanentes tectónicos.

En el Oeste del área Jáchal, siempre en el ámbito de Precordillera Central, los depósitos de esta formación adquieren desarrollo hacia el Norte (corrimiento Quebrada Honda, figura 3). En ese sector, los depósitos de la formación Gualcamayo y los del Grupo Trapiche (Ordovícico Medio a Superior) que los sobreyacen se hallan plegados y fallados bajo la discordancia del Carbonífero.

Por el Oeste, hacia el sur del área Jáchal y en el área Niquivil, escasas son las manifestaciones de estratos equivalentes a los de esta formación. En dos localidades (corrimiento Los Blanquitos y corrimiento Blanco más al Oeste, figura 3), se hallaron afloramientos de secuencias dominadas por calizas (margas), y con escasa participación relativa de pelitas grises y negras. Si bien el registro aflorado es incompleto arealmente, se insinúa la tendencia a esperar facies profun-

das al este y preferentemente al norte de la zona que cubren ambas áreas exploratorias.

En el norte de la zona, en posiciones cercanas a un centro de cuenca, la formación Gualcamayo está formada por litologías que incluyen, de base a techo, una transición corta o casi nula desde las calizas de la formación San Juan, sobre las cuales se instala una sucesión rápidamente transgresiva de areniscas muy finas del tipo de flujos subácueos de fondo, y el máximo desarrollo de la formación corresponde a ciclos pelíticos que gradan de arcilitas y fangolitas finas de colores gris oscuro a negro a limos gris claros. Hacia el techo, se advierte una progradación arenosa muy fina, con escasos niveles calcáreos intercalados. Las secciones afloradas se hallan complicadas por la tectónica.

Las secciones que afloran al sur del área Jáchal y norte del área Niquivil (figura 2), muestran, donde se hallan menos erosionadas, condiciones más afines a paleoambientes menos profundos; la transición se define con

menos de una decena de metros de intercalaciones de limoracilitas de color gris oscuro a negras y calizas micríticas gris oscuro, a las que sobreviene el desarrollo del paquete pelítico de los ciclos arcillosos a limosos, grises y negros, y finalmente, el grueso de la formación es una fuerte progradación de limos, dolomías y calizas micríticas y arenosas muy finas, en desmedro de la fracción arcillosa.

La formación Gualcamayo, al igual que los estratos ordovícicos discordantes, que la sobreyacen en la porción norte de la zona explorada, posee gran interés exploratorio petrolero a partir de sus condiciones oleogenéticas. Sus características como potencial generadora han sido evaluadas con más de 180 muestras de diferentes sectores de ambas áreas (Pérez et ál., 2011).

Los valores porcentuales de COT para estos estratos varían entre 0,3% en los depósitos de dominio calcáreo (al techo de la formación y en las secciones de las escamas más occidentales y sureñas), a 3% en algunos intervalos

pelíticos no calcáreos cercanos a la parte media en las secciones orientales y del norte. El valor promedio, al cual por lo general tienden las muestras de las fracciones puramente pelíticas, es de 1,35%, coincidente con el promedio general que depósitos similares y de esta edad poseen en muchas partes del mundo (Pérez et ál., 2011).

Mientras la variación en el contenido orgánico en esta formación responde a un patrón areal probablemente ligado a cambios faciales a escala de cuenca, otra importante variación desde el punto de vista exploratorio es observada cuando se evalúan las condiciones oleogenéticas y la madurez de la materia orgánica.

Los diagramas de la figura 5 muestran algunos de los resultados de pirólisis Rock-Eval sobre muestras de la formación, discriminadas de acuerdo a la escama tectónica en la que se tomó la muestra de afloramientos y del pozo exploratorio OMS.SJ.PViBc X-1 (Pampa Vieja Bicentenario). Se deben considerar la edad (Ordovícico Medio) y la calidad (muestras

## INGENIERIA DE OLEODUCTOS Y POLIDUCTOS TRONCALES

### Fundamentos de Diseño Conceptual, Operación y Control

CURSO  
NUEVO



Buenos Aires, 30 julio al 3 de agosto 2012  
Instructor: Martín Di Blasi

Un curso desarrollado en base a la experiencia real y concreta obtenida a través de la práctica profesional.

Especialmente diagramado para proveer conocimientos que puedan aplicarse inmediatamente en el trabajo cotidiano.

Orientado a personal técnico y operativo de empresas transportadoras de hidrocarburos líquidos por conductos, que estén involucrados en el diseño conceptual, análisis, desarrollo de planes de expansión, y también en la operación y el control de conductos existentes.

No requiere conocimientos técnicos previos, y será de beneficio tanto para ingenieros de proyectos, operaciones o mantenimiento y personal de aéreas comerciales y planificación operativa como para supervisores y operadores de centro de control.

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

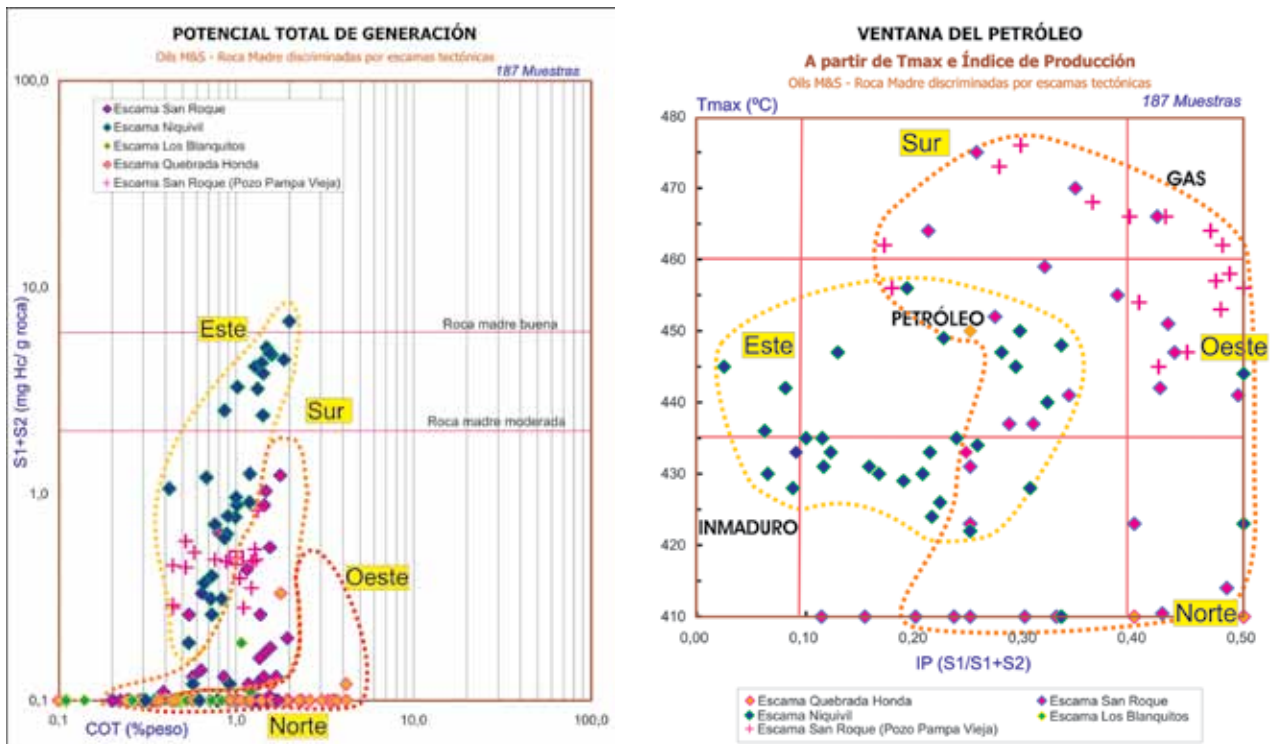


Figura 5. Diagramas geoquímicos para las muestras del Ordovícico Medio discriminadas por escama tectónica a la que pertenecen.  
 5A- Diagrama de potencial de generación en el que se advierte que las muestras del norte de la zona de exploración poseen mejores contenidos de COT, pero pobre rendimiento pirólitico; mientras hacia el este y el sur de la zona, los contenidos porcentuales de COT se mantienen cerca del promedio con mejores condiciones potenciales de generación de hidrocarburos. Los valores del pozo Pampa Vieja Bicentenario desplazados hacia la zona de la escama del este obedecen al muestreo del intervalo que incluye la fracción calcárea y dolomítica de la parte superior de la formación, de mucho menor contenido de carbono orgánico. 5B- Diagrama de madurez de la materia orgánica a partir del valor Tmax de la pirólisis en el que se observa que, en la actualidad, las muestras de las escamas orientales, y hacia el sur de la zona, tienden a situarse en ventana de generación de petróleo mientras las occidentales lo hacen hacia la ventana de gas, con menores posibilidades hacia el norte de la zona.

de afloramientos, faja plegada) de las rocas evaluadas en cuanto a los resultados objetivos, pero aún así, las tendencias, tanto en el potencial de generación (calidad como roca madre potencial), como en las relaciones de madurez de la materia orgánica, en función del valor Tmax surgido de la pirólisis, indican comportamiento diferencial para las escamas tectónicas evaluadas (ver posición de corrimientos en figura 3). Aún cuando las condiciones de contenido orgánico (% COT) tienden a aumentar hacia el Norte y Este (figura 5A), las de potencial de generación y madurez de la MO (para el estado y la posición actual) de la formación Gualcamayo, mejoran hacia el Este y al Sur (figura 5B).

Un diagrama de madurez que incorpora valores de reflectancia porcentual (símil vitrinita en el querógeno ordovícico) manifiesta iguales tendencias (figura 6). En todas las muestras evaluadas mediante estudios de microscopía orgánica, los valores de reflectancia obtenidos, si

bien realizados sobre partículas “símil” vitrinita, son totalmente consistentes con el valor Tmax surgido en laboratorio para la misma muestra, y con las condiciones esperadas a partir de modelo geológico.

En los diagramas se han incorporado también los valores hallados en muestras de *cutting* de esta formación atravesada en la escama tectónica del corrimiento San Roque en el pozo OMS.SJ.PViBc X-1 (Pampa Vieja Bicentenario).

El paquete progradante de calizas y en menor cuantía dolomías del techo de la formación Gualcamayo son también evaluados como potencial reservorio de gas y petróleo, en asociación con las facies de roca madre que conforman las partes inferior y media de la unidad.

#### Grupo Trapiche

Este conjunto de unidades (Furque, 1963) engloba a las formaciones que sobreyacen en discordancia a la formación Gualcamayo (figura 4). Se trata de una sucesión clástica, de

talud, que se puede resumir en una primera porción compuesta de conglomerados y olistostromos (formación Las Vacas, Furque, 1963; Astini, 1998, Caballé et ál., 2002), o alternativamente por pelitas negras, vaques con bloques (formación las Plantas, Furque, 1963; Astini, 1998), sobre las que se establecen los depósitos de la formación Trapiche (Furque, 1963); una muy espesa pila de turbiditas y flujos subácueos en masa de talud.

La discordancia y los depósitos del Ordovícico Medio a Superior en el ámbito de Precordillera Central se hallan distribuidos en orden de importancia, hasta desaparecer, de Norte a Sur. En el norte del área Jáchal se hallan bien representados y son muy espesos; la formación Las Vacas se compone de estratos de conglomerados epiclásticos de basamento cristalino, conglomerados y olistostromos de calizas de la plataforma, y vaques con bloques aislados de calizas, principalmente. Algunos olistolitos de calizas del Ordovícico Inferior superan ampliamente la centena de



metros de longitud. La discordancia y los depósitos del Ordovícico Medio se observan también en la parte central del área Jáchal a espaldas del corrimiento San Roque (figura 3), progresivamente disminuida en el resalto de la discordancia y en el espesor y granometría de los depósitos (a la misma latitud, a espaldas del corrimiento Niquivil falta por erosión, como ocurre con la formación Gualcamayo). Hacia el sur del área Jáchal y dentro del área exploratoria Niquivil no se halla presente en la Precordillera Central; a juzgar por las relaciones estratigráficas observadas, y las tendencias mencionadas probablemente nunca se depositaron en este sector. Aquí los depósitos de la formación Gualcamayo son cubiertos en discordancia por los depósitos del Silúrico Inferior, y sólo en el ámbito de Precordillera Occidental pueden hallarse depósitos equivalentes en edad.

Los depósitos del Ordovícico Medio y Superior, por encima de la discordancia, varían también fuertemente de Este a Oeste. Las facies conglomerádicas y de vaques que se hallan por encima de la discordancia en el Norte y Este del área Jáchal, parecen dejar lugar a los depósitos profundos de pie de talud hacia el Oeste, en el ámbito de Precordillera Occidental, a diferencia de la formación Gualcamayo, que hacia el Norte y el Este expone sus facies de centro de cuenca o más pelíticas.

En el oeste de ambas áreas la formación Yerba Loca (Furque, 1963), conformada por secuencias turbidíticas, fangolitas hemipelágicas y limoarcilitas de fondo oceánico que intercalan cuerpos de lavas básicas subácneas, representarían el intervalo temporal de este grupo en el ámbito de Precordillera Occidental, a juzgar por el registro fósil reportado para ellas (Volkheimer, 1962), y la tendencia de los trenes de facies sedimentarias. Todo el conjunto litológico del Oeste está afectado por metamorfismo de muy bajo a bajo grado relacionado con la evolución del margen continental del paleocontinente Gondwana. Los cuerpos de ígneas básicas constituyen tanto ofiolitas como filones y diques, y se los ha definido como toleitas oceánicas (Voldman et ál., 2011), vulcanismo para el cual los mismos autores adjudican diferentes orígenes posibles; de

procesos extensionales (separación de Cuyania y Laurentia), o de colisión cortical por el cierre de una cuenca oceánica entre los terrenos de Chileña y Cuyania (Voldman et ál., 2011).

En resumen, tanto la discordancia como la porción potente y de más energía de los depósitos del Ordovícico Medio a Superior de la zona explorada se observan en el noreste de las áreas exploratorias, en coincidencia con otros rasgos geológicos regionales de interés para la evolución del Ordovícico en el protomargen del paleocontinente Gondwana.

Las formaciones Las Vacas y Las Plantas poseen importante contenido orgánico, al igual que su infrayacente formación Gualcamayo. Más de cuarenta muestras tomadas de los afloramientos del norte del área Jáchal dieron valores de 0,3% a 5% de COT, y condiciones de regulares generadoras potenciales de hidrocarburos, en su estado actual de madurez avanzada.

La formación Trapiche, al igual que la formación Yerba Loca, no ha demostrado poseer contenido orgánico de interés en las localidades muestreadas.

## Rocas del Silúrico

Los depósitos de esta edad en la zona de exploración están bien representados por las dos formaciones que componen el Grupo Tucunuco (Cuerda, 1969): formación La Chilca (Cuerda, 1966) y la formación Los Espejos (Cuerda, 1966). El conjunto litoestratigráfico cubre el intervalo temporal que va desde fines del Ordovícico a la base inicial del Devónico (Peralta, 2011). Los afloramientos se hallan restringidos al oeste de la Precordillera Central y no se hallaron en el norte del área Jáchal (figura 2). En la Precordillera Occidental no han sido observados depósitos de esta edad en la zona de trabajo.

La formación La Chilca yace en discordancia angular sobre los depósitos ordovícicos de la formación Gualcamayo al este y centro de la zona de estudio, y sobre las calizas de la formación San Juan en las escamas más occidentales de la Precordillera Central. Son estratos de conglomerados, areniscas y limoarcilitas en su mayor parte originados en plataforma marina siliciclástica, dominada por tormentas, que hacia el suroeste

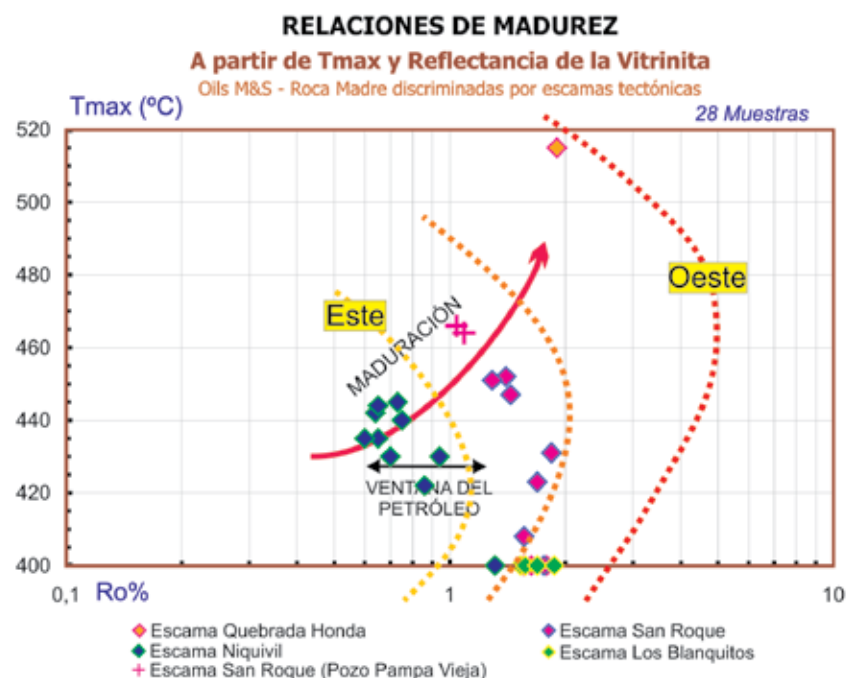


Figura 6. Diagrama de madurez que relaciona la Tmax surgida de la pirólisis y valores de reflectancia (Ro) de partículas "símil" vitrinita obtenidos de los estudios de microscopía orgánica, para las muestras del Ordovícico Medio discriminadas por escama tectónica a la que pertenecen. Se observa que en la actualidad las condiciones de madurez óptima se hallan en las escamas del Este, mientras las condiciones hacia el Oeste y al Norte tienden a ser de sobremadurez.

de la zona exploratoria pasan a litologías más finas de facies al parecer distales. La sección superior, de arenas amalgamadas es relativamente más potente al norte y al este (Astini y Maretto, 1996). Al sur y al oeste del cerro La Chilca, la discordancia angular elimina los estratos de la formación Gualcamayo. Al norte, dentro del área Jáchal, no se la observa en afloramientos, yaciendo sobre estratos del Grupo Trapiche. Es posible que exista un importante hiato sedimentario en la base de esta unidad.

La formación Los Espejos es una espesa secuencia de barras de plataforma marina dominadas por tormentas y oleaje. Paquetes de pelitas verdosas y moradas y facies heterolíticas, que gradan a estratos tabulares de areniscas bioturbadas, son el componente litológico dominante. También se observan cuñas conformadas por la concentración de caparzones de organismos marinos.

Los mayores espesores de esta unidad se hallan en los alrededores del río Jáchal (figura 2). Al norte del río, sobre el borde de la Precordillera Central se observa el mayor cúmulo de estos estratos, fuertemente deformados y cubiertos en discordancia por los depósitos del Carbonífero, o montados por estratos ordovícicos de antiguos sobrecorrimientos.

Tanto la formación La Chilca como la formación Los Espejos carecen de contenido orgánico de interés en el área de trabajo. El tipo de facies que se reconocen en estas unidades son indicadores de fondos marinos de alta energía y mucha oxigenación, no aptos para la conservación de la materia orgánica, y las muestras tomadas en algunos intervalos pelíticos así lo atestiguan.

Desde el punto de vista de potenciales reservorios, han sido evaluadas dadas su posición estratigráfica y participación en el modelo exploratorio. La formación La Chilca es la que posee los paquetes arenosos más importantes, pero se halla en su mayor parte muy alterada diagenéticamente debido probablemente al contenido ferroso de su base. En el sector centro-sur del área exploratoria Jáchal, donde se inicia con un intervalo limoarcilítico de capas rojas, es donde menos alterada se observa. En un perfil del sector, la evaluación petrofísica en muestras de

afloramientos de areniscas de la progradación del techo de la formación se determinaron valores promedio de 10% de porosidad.

En los sectores donde participan de una fuerte deformación de cobertura, despegadas de las calizas ordovícicas, los paquetes de arenas, cuarcítics, plegados, muestran en superficie fábricas de fracturación densa.

En estratos estructurados de la formación Los Espejos se han hallado numerosas manifestaciones de un material que rellena fracturas junto a cristales de calcita, y que, analizado en laboratorio, ha demostrado poseer contenido porcentual de COT, y el pico de  $S_3$  en la pirólisis relativamente elevado, por lo que posiblemente se trate de formas "oxidadas" de hidrocarburos.

Ambas formaciones también adquieren interés en cuanto a su desarrollo sedimentario, en sectores exploratorios de la Precordillera Central donde podrían haber jugado un rol fundamental en la evolución de la materia orgánica de los estratos ordovícicos, en el modelo utilizado.

### Rocas del Devónico

Los estratos del Grupo Gualilán (Devónico Inferior a Medio), que reúne a las formaciones Talacasto (Padula et ál., 1967) y Punta Negra (Braccacini, 1949) se hallan bien representados dentro de ambas áreas exploratorias, en afloramientos que se restringen al ámbito de la Precordillera Central. Dentro de las áreas, la formación Talacasto posee casi la misma distribución de afloramientos que los estratos silúricos, mientras la formación Punta Negra se desarrolla sólo al oeste del corrimiento San Roque, y sólo una faja menor de afloramientos sobrepasa el Río Jáchal hacia el Norte (figura 2).

La formación Talacasto está formada en su mayor parte por fangolitas y vaques arenosas de tonalidades verdosas, y en menor proporción areniscas finas y muy finas en estratos tabulares, y algunos rellenos de canal de arenas que llegan a granometría gruesa. En algunos sectores del oeste de Precordillera Central se inicia con un paquete basal de limoarcilitas laminadas gris medio a oscuro. Son mayormente depósitos originados en plataforma marina fangosa con rela-

tivamente escasa influencia de oleaje (Astini, 1991).

Por su parte, la formación Punta Negra (Devónico Medio a Superior?), restringida al borde oeste de la Precordillera Central y ausente en el ámbito de Precordillera Occidental, es una potente sucesión de estratos turbidíticos y vaques verdes arenosas con guijas, dispuestos en ciclos mayores de fuerte progradación. También se halla presente en los afloramientos del norte del río Jáchal, donde el registro Devónico en general es mucho menos voluminoso que el del Silúrico. La fuerte deformación precarboñífera que parece dominar este sector sobrepone, en superficie, estratos ordovícicos por encima de ella.

El cambio brusco del sistema de sedimentación por encima de las facies de plataforma marina de la formación Talacasto y el desarrollo de la espesa sucesión turbidítica sugieren una importante variación en el régimen de subsidencia que debe haberse incrementado hacia el borde oeste de la actual Precordillera Central a juzgar por la polaridad que se reconoce para la sedimentación en las áreas exploratorias Jáchal y Niquivil. Un modelo de este tipo, de perfil asimétrico y polaridad este-oeste determinaron Bustos y Astini (1997), quienes además reportan incremento de granometría promedio y decrecimiento de la madurez mineralógica de las areniscas hacia la sección superior de la formación. En el oeste del área Jáchal, los estratos superiores incorporan conglomerados clasto sostén de guijas. El carácter progradante de la sucesión y el estilo de sedimentación son propios de relleno de cuenca de antepaís, interpretación que también abonan los autores citados.

Las condiciones que se interpretan para su génesis y la ubicación relativa que se insinúa en la paleogeografía de la formación Punta Negra, en conjunto con la edad a la que actualmente se asigna (Devónico Medio - *Eifeliano-Givetiano*), (Rustán y Vaccari, 2010), permitirían inferir un origen asociado al inicio del plegamiento y sobrecorrimiento de la Precordillera Occidental relacionado a la Orogenia Chánica (Salftly et ál., 1984), (figura 4), cuyo pico de deformación se estima alrededor de los 360 Ma para la región, y se la relaciona al emplazamiento del Terreno Chilenia al borde gondwáni-

co sudamericano (Ramos et ál., 1984). El resultado final de esta deformación compresiva, de pliegues y sobreco-rrimientos, se advierte en muchos sectores de ambas áreas exploratorias dentro de Precordillera Central, en relación con la depositación de esta formación y, principalmente, de los depósitos del Paleozoico Superior suprayacentes.

Varias muestras analizadas por potencial oleogenético en las fracciones pelíticas de la formación Talacasto dieron valores pobres a nulos de contenido en carbono orgánico. Las facies de pelitas verdes de plataforma no alcanzan el 0,1% de COT, mientras el intervalo pelítico basal de pelitas laminadas grises y negras no supera el 0,3% en promedio. Una muestra de la serie que apenas superó el 0,5% de COT dio resultados pirolíticos nulos.

Para la formación Punta Negra, sobre muestras tomadas en el área exploratoria Jáchal, el contenido de COT promedio no supera el 0,3%.

Al igual que la columna silúrica, estas formaciones adquieren interés por su desarrollo sedimentario en sectores exploratorios donde podrían haber jugado un rol fundamental en la evolución de la materia orgánica de los estratos ordovícicos.

### Secuencias del Paleozoico Superior (discordancia angular-erosiva, Carbonífero Inferior-Pérmico Superior)

El registro del Paleozoico Superior en las áreas exploratorias Jáchal y Niquivil involucra a los estratos de la cuenca Permo-carbonífera de Paganzo. Se utilizan los nombres de formación Guandacol (Frenguelli, 1944), para los depósitos asignados al Carbonífero Temprano a Medio, formación Tupe (Frenguelli, 1944) para los del tope del Carbonífero y Patquía (Frenguelli, 1944), para los del Pérmico Inferior y Superior.

La sedimentación se inició sobre un sustrato muy irregular, deformado y erosionado, del Paleozoico Inferior y focalizada en depocentros cuyo relleno aflora en la zona de exploración.

Dos sectores de relleno y dos altofondos son visibles en afloramientos y parte del subsuelo; el "depocentro Pasleam", en el entorno del valle de Jáchal, y el "depocentro del río Las Tunas", en las proximida-

des del cerro La Chilca (figura 2). En el centro-norte del área Niquivil, se advierte un importante alto relativo para la sedimentación del Carbonífero y parte del Pérmico que separa estos dos escenarios de depositación carbonífera ("Alto de Umango"), y lo mismo ocurre en el norte del área Jáchal, donde las capas carboníferas y pérmicas del "depocentro Pasleam" mantienen relación de "onlap" con los terrenos ordovícicos ("Alto de Panacán").

En el área Jáchal, las posiciones

de borde de cuenca se hallan bien representadas en afloramientos del "depocentro Pasleam", en Precordillera Central (figura 2). En localidades del norte, el sur y centro-este del área alternativamente se observan, desde posiciones de centro de cuenca hacia afuera, a las unidades Guandacol, Tupe y Patquía traslapar sobre basamento del Paleozoico Inferior, por encima de plegamientos y planos de corrimiento (figura 7).

En este depocentro, la formación Guandacol está caracterizada por una

**Del Plata Ingeniería S.A.**

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

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

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

**SISTEMAS DE CONTROL**  
Turbomaquinas y Plantas Industriales  
Provisión Llave en Mano  
Reemplazo - Upgrade

**MONITOREO EQUIPOS DE TORRE**  
Perforación - Workover - Pulling  
Registro - Monitoreo - Perf. Automático  
Registrador Electrónico

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

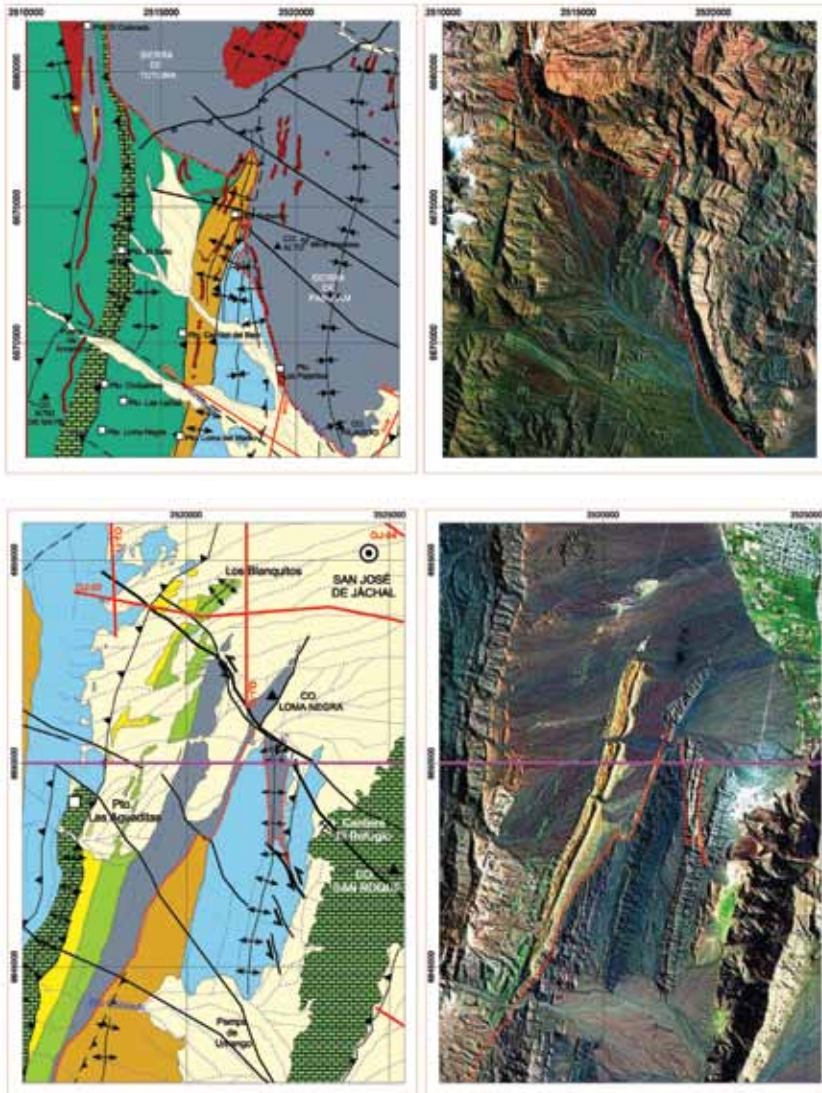


Figura 7. Mapas geológicos e imágenes satelitales de algunos de los sectores en que se observa la discordancia angular-erosiva del Paleozoico Superior (línea punteada roja), en el "depocentro Pasleam" (referencias geológicas en la figura 2).

7A- Sector de la sierra de Totorasierra de Pasleam donde la formación Guandacol (Carbonífero Inferior) traslapa hacia el Oeste (Precordillera Occidental), y cubre estratos del Paleozoico Inferior fallados y plegados.

7B- Sector al sur de la ciudad de S. J. de Jáchal donde el relleno del Paleozoico Superior se inicia con la formación Guandacol sobre estratos de la formación Los Espejos (Silúrico Superior), y traslapa hacia el "Alto de Umango" donde la formación Patquía (Pérmico Inferior-Superior) yace sobre la formación Punta Negra (Devónico Medio-Superior?).

sucesión de facies turbidíticas que incluyen depósitos de cañón, lóbulo y canal, y otros relacionados, bien representados entre la sierra de Totorasierra y el borde occidental de la sierra de Pasleam (figura 2), y en el flanco opuesto del valle de Jáchal (oeste de la sierra de la Batea). En posiciones de cuenca más interna, al este y norte de la sierra de Pasleam, se preserva una sección glaciégena basal que incluye grandes bloques de rocas ígneas del basamento cristalino y "dropstones". Al sur de la localidad de S. J. de Jáchal, en posiciones de

borde para el "depocentro Pasleam", la formación Guandacol se inicia sobre terrenos de la formación Los Espejos mediante una importante discordancia angular, con gruesos paquetes de conglomerados de flujos de detritos subácuos y depósitos glaciégenos (figura 7B). La base glaciégena de la formación Guandacol se observa en varias localidades de la cuenca de Paganzo y ha sido tentativamente asignada al Viséano por correlaciones de varios elementos (Fernández Seveso et ál., 1991). Por encima, en la columna estratigráfica,

en esta porción sur del depocentro ha sido reconocida también una secuencia, interpretada como depósitos de origen deltaico, portadora de importante flora fósil del Missisippiano Tardío (Serpukhoviano), (Balseiro et ál., 2009).

Sucesivamente hacia el Sur (hacia el "Alto de Umango"), la misma secuencia es cubierta por otro paquete de depósitos glaciégenos, que podría ser parte de los ciclos basales de la formación Tupe (Carbonífero Superior), (Fernández Seveso et ál., 1991), que traslapan sobre terrenos de la formación Los Espejos (labran un pavimento estriado). Por encima de estos, la misma formación Tupe, que continúa con una secuencia arenosa probablemente deltaica en su base, y que culmina con areniscas conglomerádicas y pelitas de origen fluvial, hace lo propio sobre la formación Talacasto (Devónico Inferior). Finalmente, las capas rojas de la formación Patquía, cuyo espesor continúa disminuyendo hacia el Sur, yacen discordantes sobre la formación Punta Negra (Devónico Medio a Superior?), (figura 7B). La relación erosiva de borde de cuenca para el "depocentro Pasleam" se manifiesta también al este de Precordillera Central, sobre el corrimiento Niquivil, donde la discordancia carbonífera, con depósitos de la formación Tupe, corta hacia el Norte sucesivamente terrenos devónicos, silúricos y ordovícicos, para establecerse en estratos de la formación San Juan (Ordovícico Inferior). Allí hay labrada una gran superficie erosiva con depósitos glaciégenos que yacen sobre pavimentos con estrías en sentido este-oeste sobre las calizas (figura 7C). El eje central de erosión coincide en latitud con la posición estimada del depocentro sobre la escama tectónica del corrimiento San Roque, y habría representado una "puerta" de entrada desde el Este hacia aquellos niveles de base. Los relictos glaciégenos son rápidamente cubiertos por pelitas deltaicas y carbonosas de la formación Tupe, con fauna marina del Carbonífero Superior (Pérez et ál., 1991). Sobre el corrimiento contiguo al Oeste (San Roque, figura 3), hacia el centro de depositación, la columna se inicia con depósitos de la formación Guandacol en facies glaciégenas, y turbidíticas marinas, con vaques guijosas, que apoyan discordantes

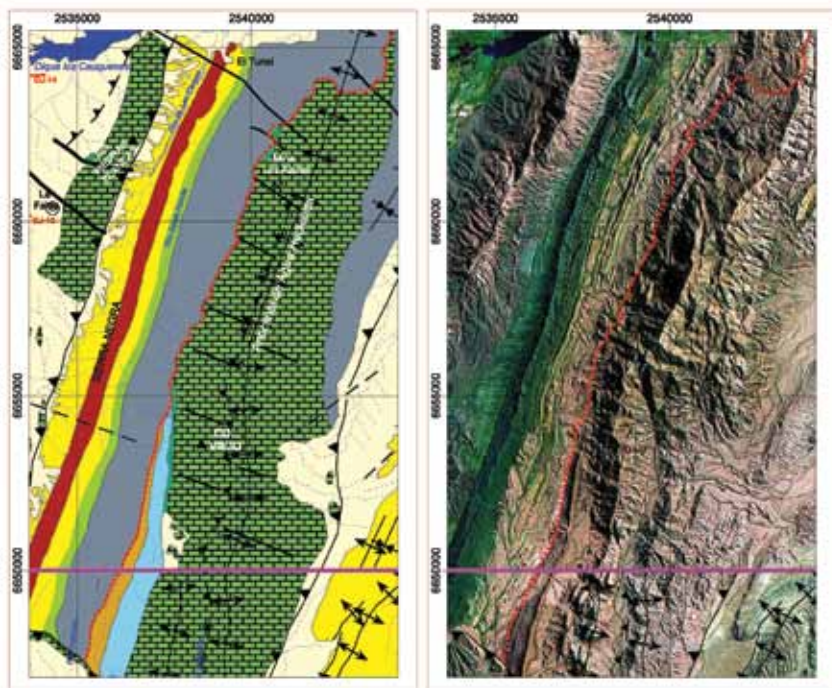


Figura 7C- Sector del cerro Viejo de Huaco, borde oriental del depocentro donde los depósitos de la formación Tupe (Carbonífero Superior) erosionan los estratos del Paleozoico Inferior; al Sur los estratos de la parte alta de la formación Tupe yacen sobre la formación Talacasto (Devónico Inferior), mientras al Norte, la base de esa misma formación del Carbonífero lo hace sobre las calizas de la formación San Juan (Ordovícico Inferior).

sobre el Grupo Trapiche (Ordovícico Medio a Superior). Las vaques contienen moldes de braquiópodos y escamas de peces asignados al Carbonífero Medio (OIL m&s S.A. 2006/11, Informes inéditos).

En la zona central del área exploratoria Niquivil, la depositación carbonífera se inicia con depósitos que podrían equivaler a la formación Guandacol, de espesos ciclos glacimarininos y turbidíticos, que en la sección del río Las Tunas (figura 2), yacen en discordancia sobre los estratos de la formación Talacasto, portadora de abundante fauna marina del Devónico Inferior tardío – *Emsiano* (Oil M&S S.A. 2006/11, Informes inéditos). Por encima de ese conjunto de ciclos se registra en discontinuidad otro importante episodio glaciégeno, también glacimarino (Berkowski y Milana, 1990), que por correlación debería representar la base de la formación Tupe. La secuencia grada a depósitos de limoarcilitas, areniscas muy finas, verdes y rojas, y mantos carbonosos. Por encima, algunos ciclos de pelitas y arenas desarrollan barras deltaicas que culminan con estratos de areniscas dominadas por estructuras primarias de olas, sobre las que progradan los depósitos de relleno fluvial, y

más al Sur espesos paquetes eólicos.

La formación Patquía está representada en la superficie de ambas áreas en el ámbito de la Precordillera Central. En el norte del área exploratoria Jáchal y en el sur de la de Niquivil, alcanza su mejor desarrollo. Es una secuencia de capas rojas continentales dentro de las áreas exploratorias Jáchal y Niquivil, aunque fuera de ellas, en la parte norte y oeste de la cuenca, se han hallado sedimentos y fósiles marinos (Fernández Seveso et ál., 1991).

Esta unidad parece poseer un registro completo del Pérmico Inferior a Superior a juzgar por las relaciones cicloestratigráficas y las correlaciones globales (Fernández Seveso et ál., 1991), que traslapa los altos relativos del sustrato de la cuenca de Paganzo a escala regional, con lo que parece evidenciar un cambio importante en el tipo de subsidencia para la cuenca.

Los depósitos reconocidos en la parte basal de la unidad incluyen secuencias de origen fluvial de sistemas entrelazados y de alta sinuosidad, con espesos bancos de areniscas de relleno de canales, y facies asociadas de llanura aluvial que por sectores interdigitan con depósitos de bajada aluvial. En la parte media, se halla

una secuencia eólica de potencia variable, característica del registro pérmico de la cuenca de Paganzo y vecinas, que se considera representa el tope del Pérmico Inferior.

El Pérmico Superior se halla bien representado en el este de la Precordillera Central en general. Por encima de las eolianitas, se registra una espesa columna de capas rojas que incluyen depósitos de sistemas lacustre someros a efímeros, fluvial efímero y eólicos.

En esta zona del norte sanjuanino el Paleozoico Superior de la Precordillera Central se halla discordante sobre los estratos deformados (plegados y fallados) del Paleozoico Inferior, al igual que ha sido reportado para los ámbitos de Precordillera Occidental y Oriental en otros sectores del sur de San Juan y de la provincia de Mendoza (Rolleri y Baldis, 1967; Furque, 1979). En superficie y en los registros sísmicos de subsuelo hay evidencias de que la zona habría formado parte de una faja corrida y plegada de vergencia oriental (en sentido amplio) antes del Carbonífero. Planos de corrimiento y plegamientos precarboníferos también han sido reportados sobre el río San Juan (al sur de la zona de exploración), (Alonso et ál., 2005) y en esta zona de la Precordillera Central sobre el río Jáchal (Álvarez Marrón et ál., 2006). Algunos de esos planos de corrimiento han sido reactivados por la orogenia andina.

Los planos de corrimiento y plegamientos precarboníferos fueron erosionados y en partes sepultados por la sedimentación del Carbonífero Temprano (figura 7A), que al parecer en esta zona desarrolló mayores espesores contra frentes locales de deformación ubicados hacia el Oeste como es el caso del “depocentro Pasleam”, que registra una espesa columna de facies de talud entre los actuales borde de Precordillera Occidental y la sierra de Pasleam, y menor desarrollo y ausencia de unidades estratigráficas en el Este, sobre los actuales corrimientos de San Roque y Niquivil (figura 3).

Los depocentros conocidos con que se inicia la sedimentación en la cuenca neopaleozoica (formación Guandacol), tanto los que se encuentran dentro de las áreas exploratorias aquí tratadas como los vecinos del Oeste (sierra de Volcánvalle de Iglesias-Calingasta), (López Gamundí et ál., 1987) y los del Este

(espesas secuencias turbidíticas del lineamiento del borde occidental de la sierra de valle Fértil), (Fernández Seveso et ál., 1990), podrían relacionarse, por su geometría de ejes alargados sur-norte y el tipo de depósitos que recibieron, a la evolución de esa faja plegada y corrida orogénica que habría incluido a la actual Precordillera Occidental y, con seguridad en esta zona exploratoria del norte sanjuanino, parte de la actual Precordillera Central ("Protoprecordillera", Rolleri y Baldi, 1967). El influjo de esta cuña orogénica hacia el antepaís pudo haberse comenzado a manifestar en la región con el cambio depositacional paulatino registrado por la formación Punta Negra en el Devónico Medio y haber evolucionado hasta el pico de deformación registrado a fines del Devónico, asignado a la orogenia chánica. El metamorfismo de bajo grado que posee la Precordillera Occidental parece coincidir en edad con este intervalo geológico, que habría concluido con el emplazamiento de rocas ofiolíticas (Ramos, 1999). En el contexto evolutivo del margen continental occidental del paleocontinente Gondwana este patrón coincide con la acreción del Terreno de Chilenia (Ramos et ál., 1984).

El desarrollo de la cuenca de Paganzo fue analizado en detalle, en toda su extensión, por Fernández Seveso et ál. (1991) en un trabajo en el cual se propuso un origen inicial transtensivo-transpresivo para la cuenca, generador de movimientos de rumbo y oblicuos, de acuerdo a la geometría de los depocentros y los indicadores de sedimentación analizados.

En el contexto evolutivo planteado para las áreas exploradas, la cuenca de Paganzo bien podría ser el resultado de la evolución de un sistema de cuencas de antepaís, en el sentido de DeCelles y Giles (1996), en el cual los depocentros occidentales de la Precordillera representan (sub) cuencas restringidas o acotadas, dentro de la cuña orogénica, mientras las espesas columnas de depósitos del lineamiento del borde occidental de la sierra de Valle Fértil-sierra de Maz serían el registro del extremo oriental de la cuenca de antepaís propiamente dicha, contra el abovedamiento flexural oriental hacia el cratón. En parte, los depósitos de la cuenca pro-

funda de antepaís podrían haber sido sepultados bajo los espesos depósitos de la cuenca de antepaís Terciaria. Los estratos del ámbito oriental de la cuenca de Paganzo podrían ser parte de la depositación, relativamente reducida, por detrás del abovedamiento (*Back-bulge depozone*).

Las rocas del Carbonífero de esta zona han sido evaluadas como potenciales generadoras de hidrocarburos desde hace varios años por distintas compañías. Los buenos espesores de pelitas negras de la formación Guandacol y de las facies de prodelta de la formación Tupe, muy atractivos a primera vista, no brindaron hasta ahora valores de interés en laboratorio.

La fracción pelítica de la formación Guandacol raramente brinda muestras que superen el 0,5% de COT, y los rendimientos pirolíticos son muy pobres. Algo similar ocurre con la facies de prodelta de la formación Tupe.

Los mejores valores de COT hallados (mayores a 40%) se relacionan a las facies de borde marino y lacustre de la formación Tupe en las que se desarrollaron mantos carbonosos. En todos los depósitos del carbonífero del sector, la materia orgánica es de tipo leñosa de bajo rendimiento pirolítico. Algunos intervalos de la formación Tupe están siendo ahora reevaluados con nuevos datos en el área exploratoria Niquivil.

Como formadoras de potenciales reservorios de hidrocarburos, las fracciones arenosas de ambas formaciones han sido evaluadas a partir de muestras de afloramientos. Las areniscas de frente deltaico y de algunos ciclos fluviales de la formación Tupe muestran buenos valores de porosidad y permeabilidad, mientras las areniscas de lóbulos turbidíticos de la formación Guandacol poseen, en general, porosidad relativamente alta y baja permeabilidad.

Los depocentros permocarboníferos están siendo evaluados dentro de las áreas exploratorias Jáchal y Niquivil en relación con su desarrollo y génesis, y también en su participación en las etapas de deformación posteriores. Las condiciones de deformación del sustrato en el que se asientan y la siguiente etapa de relleno de los depocentros iniciales pueden haber jugado un rol fundamental en la evolución de la materia

orgánica del Paleozoico Inferior en algunos sectores de la Precordillera Central y Oriental.

### Hiato depositacional Mesozoico (Triásico-Jurásico-Cretácico Inferior, Fase ígnea?)

Dentro de la zona que ocupan las áreas exploratorias Jáchal y Niquivil en la Precordillera, no han sido registrados, en afloramientos, depósitos sedimentarios entre el Pérmico Superior y el Cretácico Superior.

A escala regional, los depósitos triásicos se restringen a las cuencas de *rift* (extensión triásicojurásica, Tankard et ál., 1995) a ambos lados del ámbito precordillerano; cuenca de Ischigualasto por el Este y del río Blanco por el Oeste.

Este amplio hiato sedimentario es un notable rasgo de la zona exploratoria, que parece no haber recibido sedimentación por más de 140 Ma. En los afloramientos no se advierte deformación previa importante ni una superficie erosiva de importancia correlativa a tal intervalo temporal. En ambas áreas exploratorias, Jáchal y Niquivil, los depósitos de la cuenca cretácica son los que comúnmente yacen sobre estratos de Pérmico Superior, sin que medie angularidad importante.

En el oeste del área exploratoria Jáchal, en el borde de la Precordillera Occidental se registra un sistema de diques ígneos que intruyen a las pelitas levemente metamorfizadas de la formación Yerba Loca. Se trata de andesitas leucocráticas, microcristalinas porfíricas, que, desde el punto de vista geoquímico, han sido calificadas como gabros subalcalinos de una secuencia ligada a un régimen tectónico de apertura o *rifting*, con carácter primitivo; es decir, el de una roca derivada de procesos en el manto (Oil M&S S.A. 2006/11, informes inéditos). La datación radimétrica (Ar/Ar) arrojó edad de 183,23 +/- 0,60 Ma. (Jurásico Inferior alto-*Pliensbachiano*).

Las especulaciones relacionadas al comportamiento del flujo térmico a partir del Devónico Medio, así como durante el hiato de depositación mesozoica y durante las siguientes fases evolutivas del sector son también motivo de análisis en el esquema exploratorio planteado para estas áreas de frontera.

## Cuenca Cretácica

En la zona que ocupan las dos áreas exploratorias, restringida al ámbito de la Precordillera Central, se halla una secuencia sedimentaria de capas rojas en discordancia sobre estratos del Pérmico. Son depósitos que se hallan extendidos, aunque con cambios faciales, desde el norte del área Jáchal (C<sup>o</sup> Portillo), hasta el sur del área Niquivil (sierra de Talacasto). En la zona centro-sur del área exploratoria Jáchal ha sido diferenciada como Formación Ciénaga del Río Huaco (Limarino et ál., 2000), (figura 2).

Se trata de una unidad de espesor variable, con discordancias poco notables en base y techo. Se compone de una secuencia basal arenosa a la que le suceden depósitos finos lacustre-evaporíticos que, en sectores muy puntuales, poseen niveles calcáreos con fósiles de edad Cretácico Superior (Pérez et ál., 1991; Limarino et ál., 2000).

En sectores correlativos al norte de la zona de trabajo, fuera del área Jáchal, se ha consignado un nivel de tobas vítreas, en teoría, por debajo de los niveles fosilíferos mencionados antes, cuya edad radimétrica fue establecida en el Cretácico Inferior alto (Albiano), (Tedesco et ál., 2007).

Los depósitos se hallan, en todas las localidades visitadas, y yacen sobre el Pérmico Superior sin que se observe angularidad notoria. En el área Jáchal, al este de la Precordillera Central, la secuencia se inicia con estratos arenoso-conglomerádicos fluviales, que poseen

direcciones de paleocorrientes diferenciadas de las de los estratos pérmicos infrayacentes. El sistema grada a mantos arenoso-pelíticos rojos de depósitos de barreal encima de los cuales, en algunos sectores localizados, se instalan cuerpos lacustre-evaporíticos con barras de somerización con capas de yeso nodular y a veces delgados niveles de ostracoditas calcáreas. Los niveles de barreal de la base poseen huellas de saurópodos. En el sur del área Niquivil se compone de areniscas eólicas.

En los afloramientos mapeados y muestreados, no se han detectado facies de interés oleogénico en esta unidad.

## Cuencas del Terciario (sistema de cuencas de antepaís, fase ígnea, sedimentación-deformación)

Una de las características más conocidas de este sector de la Precordillera es la existencia de la cuenca terciaria de antepaís, con su máximo desarrollo en el ámbito oriental (Jordan et ál., 1993b). La secuencia sedimentaria de relleno en la zona de antepaís propiamente dicha, posee varios miles de metros de espesor de estratos de origen continental (Milana et ál., 2003), con el máximo desarrollo ubicado bajo el borde oriental de la Precordillera Central (Zapata y Allmendinger, 1996).

La cuenca de antepaís terciaria es, en realidad, un sistema de cuencas que incluye depósitos sobre los tres ámbitos de Precordillera. Esta etapa de depositación no será objeto

de este trabajo y sólo se citarán los aspectos destacables para la exploración de hidrocarburos en la zona de las áreas, en Precordillera Central y su borde contra Precordillera Oriental.

Por encima de los estratos que poseen fósiles del Cretácico Superior aparece una secuencia de capas rojas limoarcillosas que intercalan niveles de areniscas eólicas en arreglo, estrato creciente hasta una progradación definitiva de mar de arena (Pérez et ál., 1991). La discordancia de la base de la secuencia no se advierte con facilidad, pero hacia el techo de la pila eólica se advierte que existió interacción entre estos depósitos y los volcániclos de la formación cerro Morado. Los depósitos de aridización (extraduna-interduna-duna) son englobados en la formación Vallecito (Furque, 1979), se hallan bien representados en ambas áreas exploradas y quizá sean del Oligoceno Alto o Mioceno Temprano (Jordan et ál., 1993b). Estos depósitos parecen adquirir gran desarrollo hacia el sur de la zona explorada, y hacia el oeste. El espesor de los depósitos eólicos aumenta en escamas tectónicas sucesivas en esa última dirección. Debajo del corrimiento Blanco, al oeste de la sierra del Durazno, las eolianitas poseen más de 1.000 metros de espesor (figura 2).

En el este y norte del área exploratoria Jáchal, sobre los depósitos eólicos de la formación Vallecito, aflora una secuencia sedimentaria volcániclosa de conglomerados, areniscas, brechas andesíticas, y coladas basálticas traquiandesíticas



**Petroconsult**

- :: MANAGEMENT DE PROYECTOS
- :: ESTUDIOS DE PREFACTIBILIDAD
- :: EVALUACIONES TECNICO - ECONOMICAS
- :: ASISTENCIAS EN NUEVAS OPORTUNIDADES DE NEGOCIOS

**BUENOS AIRES**  
Tucumán 540 - Piso 12 - C1049AAL  
Tel.: (5411) 4394-1783

**HOUSTON**  
4801 Woodway, Suite 100W, TX 77056  
Phone: 281-914-4738

[www.petroconsult-co.com](http://www.petroconsult-co.com) - [info@petroconsult-co.com](mailto:info@petroconsult-co.com)

(Hammar et ál., 2008). Estos autores determinaron que se trata de productos de magmatismo alcalino de ambiente continental de margen de placa bajo condiciones extensionales de retroarco. Las facies sedimentarias son propias de una bajada aluvial relacionada a un aparato volcánico, con interacción de ambiente eólico.

Los depósitos corresponden a la que Furque (1979) denominó Formación Cerro Morado y fueron asignados por Jordan et ál. (1993b), al Mioceno Medio (14 a 15 Ma). Dos dataciones realizadas por Limarino et ál. (2002) de muestras extraídas en el cerro Huachi dieron edades de 17,6 y 18,3 Ma (Mioceno Medio). En los afloramientos del Centro-Sur del área exploratoria Jáchal, los estratos de esta unidad engrosan e incluyen mayor componente ígnea de Sur a Norte y de Este a Oeste a la altura del valle de Jáchal y el cerro Huachi (figura 2). En este sector serrano del noroeste del área exploratoria Jáchal, los depósitos volcanoclásticos poseen gran desarrollo.

Sobre el corrimiento Niquivil también el carácter erosivo de la base de los depósitos se agudiza hacia el Norte; elimina los estratos terciarios y cretácicos y erosiona el Pérmico Superior de la formación Patquía en forma profunda. En el mismo sector, los estratos de la formación Cerro Morado son montados por estratos del Cámbrico en el cerro Bordo atravesado (figura 2).

Aún cuando se hallan segmentados por los corrimientos actuales, se advierte que los depósitos se acotan alrededor de la sierra de Huachi, en el noroeste del área. Los depósitos prácticamente no afloran dentro del área exploratoria Niquivil (figura 2), y la expresión dentro del área exploratoria Jáchal parece ser la terminación sur de un sistema bien desarrollado en el norte de San Juan y oeste de la provincia de La Rioja (Limarino et ál., 2002). Alrededor de la sierra de Huachi, se hallan varios cuerpos intrusivos de la modalidad de diques que afectan al Paleozoico Inferior y Superior. En la zona de la sierra de Pasleam, varios diques andesíticos establecidos en antiguos planos de corrimiento en el Paleozoico Inferior y en la discordancia del Paleozoico Superior fueron muestreados y datados. Se trata de andesitas anfíbólicas

clasificadas desde el punto de vista geoquímico como riocitas, asociadas a procesos ígneos relacionados con márgenes convergentes y con procesos de subducción. La edad radiométrica para dos muestras de esta zona fue de 17,3 Ma (Mioceno Medio), (OIL m&s S.A. 2006/11, Informes inéditos).

La principal etapa de deformación creadora de la (actual) Precordillera Central se habría iniciado, según Jordan et ál. (1993a), entre los 16 y 14 Ma, extendiéndose hasta los 5 Ma. La zona triangular y la Precordillera Oriental se habrían comenzado a formar, para alcanzar la forma actual, hace 2,6 Ma (Zapata y Allmendinger, 1996).

La relación entre la formación de los elementos que conforman el sistema de la cuenca de antepaís del Bermejo, la deformación y la actividad ígnea durante el Mioceno son variables exploratorias de interés para la Precordillera Oriental y la escama externa de la Central, y la zona triangular que media entre ambas.

Las tendencias de potencial oleogénico y la madurez térmica de la materia orgánica varían arealmente entre las diferentes escamas tectónicas de la Precordillera Central (figura 5 y 6). En el presente, la potencial roca madre se halla con mejores condiciones y en ventana de generación en el corrimiento más oriental de esta faja (corrimiento Niquivil), (figura 3). En el borde de la Precordillera Oriental, contra la zona triangular en la sierra del Morado de Niquivil, existen afloramientos de hidrocarburos secos alojados en fracturas y grietas de la formación Huachipampa y Quebrada del Cura (Pérez et ál., 2011). De acuerdo al sistema petrolero y al modelo geológico establecidos para la Precordillera Central, este petróleo podría ser "remigrado", pero la evaluación final depende de la adquisición de nuevos datos en esa zona.

Los niveles eólicos, de gran espesor y con interesantes relaciones faciales de tipo dunainterduna, poseen valores de porosidad primaria moderados en muestras superficiales, de alrededor del 10%, y baja permeabilidad. No se han detectado restos de hidrocarburos secos en estas rocas.

Su comportamiento evolutivo, desde el punto de vista exploratorio, está siendo evaluado.

## Estructura y evolución

Si bien la morfoestructura actual de la Precordillera es, en buena parte, el resultado de la suma de sobrecorrimientos y plegamientos provocados por los empujes de la orogenia andina, con la consecuente generación de relieve, erosión y depositación, la configuración estructural definitiva del sector debería asociarse a la larga historia evolutiva iniciada en el Paleozoico Inferior para el protoborde gondwánico.

La descripción y la interpretación de la estructura precordillerana, el origen, la geometría y la cinemática de sus escamas tectónicas (figura 3), entre otras muchas propiedades, han sido abordadas por numerosos especialistas en el tema y reportadas en varias publicaciones. En esta síntesis se pretende puntualizar sobre algunos rasgos estructurales que hacen al potencial exploratorio petrolero de la zona.

Los siguientes rasgos evolutivos estructurales de la Precordillera dentro de las áreas exploratorias Jáchal y Niquivil resultan de interés exploratorio:

- Estructuración del Paleozoico Inferior.
- Estructuración del Devónico Superior.
- Estructuración del Paleozoico Superior-Mesozoico.
- Estructuración del Terciario.

### Estructuración del Paleozoico Inferior

Las relaciones estratigráficas estudiadas dentro de las áreas exploratorias Jáchal y Niquivil y la connotación geológica regional indican que un importante cambio tectónico ocurrió a partir del Ordovícico Medio. La finalización de la etapa de sedimentación carbonática en plataformas marinas extendidas desarrollada durante el Cambro-Ordovícico tiene una expresión marcada en el norte del área Jáchal con la aparición de la discordancia del Grupo Trapiche (fase Guandacol, Furque, 1979; fase Oclóyica, Astini et ál., 1996), aunque no se observan relaciones angulares notorias en afloramientos de ese sector. Al sur de la zona, dentro del área exploratoria Niquivil, la depositación silúrica se inicia en discordancia angular erosiva sobre estratos del ciclo



cambrío-ordovícico inicial (formación Gualcamayo al Este, y formación San Juan hacia el Oeste).

Para Astini et ál. (1996, 2005), la compresión del Ordovícico Medio en la zona habría estado asociada al emplazamiento de Precordillera (o Cuyania, en el modelo acrecional), y la generación de un arco orogénico (Famatina) al este de esta, que provocó metamorfismo y deformación de vergencia occidental en la periferia del paleocontinente Gondwana. Los depósitos de la formación Gualcamayo y del Grupo Trapiche serían así producto de la instauración de una cuenca de antepaís de polaridad este-oeste. Para el modelo que plantea una hipotética colisión entre los paleocontinentes Laurentia y Gondwana durante el Ordovícico (Dalla Salda, 2005; Ramos y Dalla Salda, 2011), la Precordillera debió, en tiempos cambrio-ordovícicos, formar parte de una cuenca al este de la cual se desarrollaba la faja colisional que dio origen al “Orógeno Famatiniano-Apalachiano”, (Dalla Salda, 2005).

En el norte de la zona, la deformación a la que fue sometida la sucesión cambrio-ordovícica en el Ordovícico Medio a Superior no parece haber generado plegamiento importante a juzgar por el tipo de discordancia que se observa. Es una posición paleogeográfica de cuenca profunda (fosa?) para el conjunto del Ordoví-

co Medio a Superior. Hacia la latitud central del área exploratoria Jáchal, en el flanco oeste de la sierra de la Batea, los depósitos del Grupo Trapiche pierden expresión regional pero su base conglomerádica erosiona el techo de la formación Gualcamayo y reduce su espesor a la altura del cerro Áspero. En el sector norte no se observan depósitos del Silúrico o del Devónico yaciendo sobre estratos del Ordovícico Superior, y este, a su vez, se encuentra ausente en los sectores del centro y sur de la zona explorada donde los depósitos siluro-devónicos tienen su máxima expresión. Al norte de la sierra de Pasleam, los estratos deformados del Ordovícico Medio y Superior son cubiertos por depósitos de la cuenca neopaleozoica.

Los estratos asignables al Silúrico o Devónico tampoco se observaron participando de los corrimientos precarboníferos que afectan al Ordovícico en ese sector, por lo que es posible que esta zona haya sido elevada para fines de dicho período.

Los rasgos erosivos que se observan en la porción sur de la zona exploratoria también adquieren relevancia para el propósito exploratorio desde que las rocas del Ordovícico Medio (formación Gualcamayo y base del Grupo Trapiche), son rocas madres potenciales del sistema petrolero activo propuesto para la Precordillera Central (Pérez et ál., 2011).

La discordancia angular de la base del Silúrico elimina los depósitos del Ordovícico Medio hacia el sur y oeste del cerro La Chilca (figura 2).

### Estructuración del Devónico Superior-Carbonífero Inferior

Este es el rasgo de deformación estructural más fuerte observado dentro de las áreas exploratorias Jáchal y Niquivil antes de los plegamientos de la orogenia andina. En ambas áreas exploratorias en el ámbito de la Precordillera Central se observan, en superficie y en el subsuelo, rasgos de deformación precarboníferos. Los depósitos con que se inicia la sedimentación del Paleozoico Superior yacen en discordancia angular sobre estratos plegados y fallas (figura 7). Estructuras de este tipo, por debajo de la discordancia del Paleozoico Superior, en este y otros ámbitos de Precordillera, han sido reportadas por varios trabajos (Furque 1979, von Gosen, 1997, Alonso et ál., 2005, Alvarez Marrón et ál., 2006).

Las relaciones de discordancia entre el Paleozoico Inferior y el Superior se observan en los alrededores del valle de Jáchal, donde afloran los bordes erosivos del “depocentro Pasleam”. El desarrollo de la columna sedimentaria del depocentro carbonífero parece haber contribuido a preservar en buena forma la estructu-

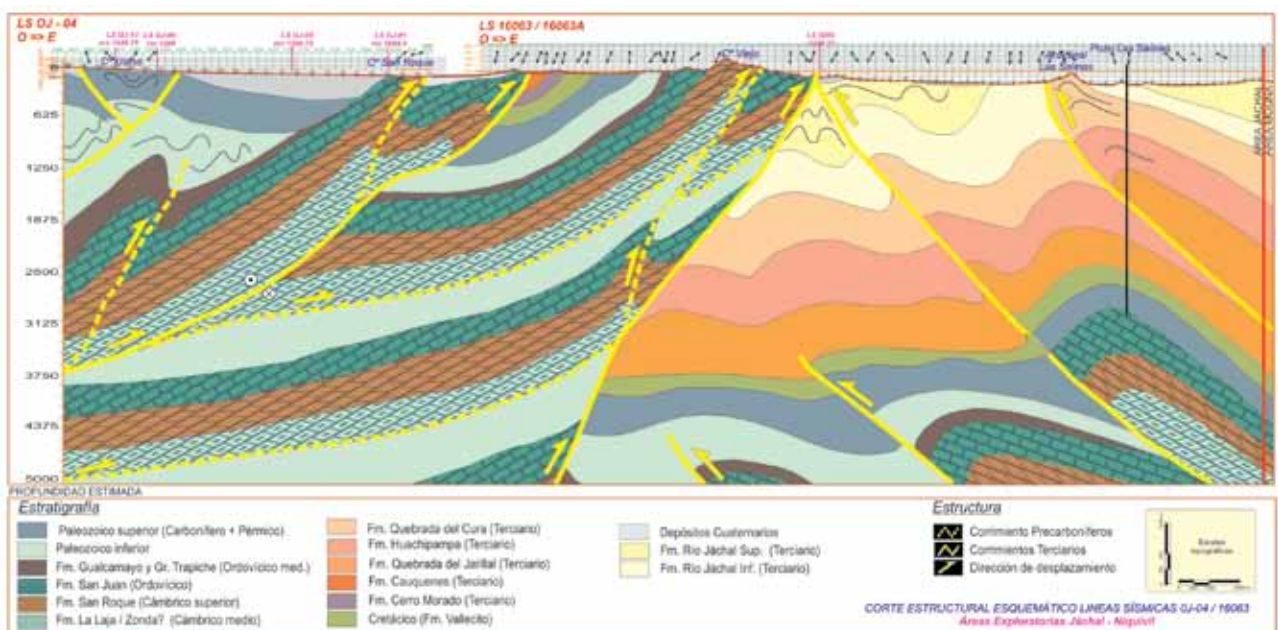


Figura 8. Corte estructural esquemático de la Precordillera Central y la Precordillera Oriental dentro de las áreas exploratorias. Ubicado a la latitud media de la zona de trabajo (ver ubicación de la traza en la figura 2).

ra original del sustrato de la cuenca frente a la deformación del Terciario (figura 7). La masa rocosa del Carbonífero Inferior incluso parece haber influido en la geomorfología actual del valle (figura 3).

La sedimentación del Paleozoico Superior apoya con facies marinas de talud sobre estratos inclinados y fallados del Cámbrico, Ordovícico, Silúrico y Devónico. El reflejo inicial de la deformación en este ámbito podría estar asociado al inicio y transcurso de la depositación de la formación Punta Negra en el Devónico Medio a Superior. El plegamiento de la Precordillera Occidental parece haber generado un frente tectónico que produjo el cambio en la depositación del Devónico Medio y luego evolucionó con el fallamiento y plegamiento que originó la extensión de la faja corrida y plegada hacia el Este (hacia posiciones de la actual Precordillera Central), donde se habrían originado relieves y espacios de sedimentación para la instalación de un sistema de cuencas de antepaís (DeCelles y Giles, 1996), en los que probablemente se desarrolló el conjunto de estratos carbonífero-permicos (cuenca de Paganzo).

El desarrollo de una cuña tectónica hacia el Este y la formación de un sistema de cuencas de antepaís son coherentes con las observaciones de deformación precarbonífera intensa en otros sectores de la Precordillera que abonaron la idea del desarrollo de la "Protoprecordillera" (Rolleri y Baldi, 1967).

La evolución del paleozoico Medio y Superior en la zona de las áreas exploratorias Jáchal y Niquivil podría asociarse a la idea de una colisión en el borde del paleocontinente Gondwana (Ramos et ál., 1984), en el Devónico Medio a Superior, que coincidiría con el pico de deformación de la orogenia chánica, y con el metamorfismo regional de bajo grado en Precordillera Occidental que habría sido adquirido en el mismo tiempo durante el Devónico (Boedo et ál., 2011, Heredia et ál., 2011).

La orogenia chánica pudo haber jugado un rol fundamental en la configuración temporal del sistema petrolero de la Precordillera Central (Pérez et ál., 2011). La deformación y la depositación concomitante de fines del Devónico y principios del

Carbonífero pueden haber generado las condiciones de carga litostática y flujo termal para la evolución de la materia orgánica de las potenciales rocas generadoras del Ordovícico, y creado las estructuras a las que posteriormente migraron los fluidos. La conjunción favorable de estas condiciones daría lugar al establecimiento de un sistema petrolero paleozoico, del tipo de los que han formado yacimientos gigantes de hidrocarburos en zonas de geología muy similar a la de América del Norte ("*Mid-continent oil province*" de EE. UU. y la faja Apalachiana de EE. UU. y Canadá, por ejemplo), (Pérez et ál., 2011).

Los efectos compresivos de la orogenia andina, al parecer, reactivaron algunos de los viejos planos del Devónico y generaron nuevos para dar forma a la faja plegada y corrida moderna (Alonso et ál., 2005; Álvarez Marrón et ál., 2006). Los altos ángulos con que inclinan los estratos en algunos frentes de corrimiento del Terciario podrían obedecer a estas condiciones.

La estructuración del Paleozoico Inferior puede haber favorecido la creación de reservorios mediante procesos de dolomitización hidrotermal y recristalización carbonática de grandes espesores calcáreos, como ocurre en grandes yacimientos de las cuencas análogas mencionadas (Smith, 2006; Luczaj et ál., 2006; Grammer et ál., 2010).

### Estructuración del Paleozoico Superior-Mesozoico

Durante el lapso Triásico-Jurásico-Cretácico Inferior, la zona exploratoria permaneció elevada, sin recibir sedimentación. En el Suroeste, en el ámbito de Precordillera Central se advierte la erosión de los depósitos del Paleozoico Superior en los afloramientos, pero al Norte, la columna del Pérmico Superior parece hallarse preservada (figura 2).

Desde el Pérmico Medio al Triásico Medio se produjo el emplazamiento del magmatismo asociado al Grupo Choiyoi (Martínez et ál., 2011), en una amplia región del oeste argentino, si bien sus efectos sobre esta porción de la Precordillera son poco conocidos. Algunos pequeños cuerpos de granito y granodiorita, principalmente, han sido asignados

al Permo-triásico por sus relaciones de campo (Zambrano et ál., 1996), (figura 2). En los laterales regionales al Este y Oeste, se produjeron fallamientos extensionales que generaron cuencas continentales, durante el Triásico y el Jurásico, que algunos autores relacionan al mismo fenómeno de magmatismo, que es considerado extensional postsubducción (Martínez et ál., 2011).

En la actualidad, no se dispone de elementos concretos para estimarlo, pero el magmatismo extendido del permo-triásico puede haber resultado en un aporte interesante al flujo térmico del subsuelo precordillerano, de gran importancia en el ajuste de un modelo oleogénico paleozoico. La sedimentación se habría restablecido en la zona de las áreas exploratorias Jáchal y Niquivil en el Cretácico Superior, en coincidencia con la etapa de subsidencia regional generalizada. En la actualidad, se la encuentra fragmentada en los sobrecorrimientos de la Precordillera Central, pero la cuenca parece haber tenido pendientes suaves y continuidad lateral antes de la estructuración terciaria.

### Estructuración del Terciario

La deformación compresiva de la orogenia andina habría comenzado a modelar la zona de las áreas exploratorias Jáchal y Niquivil en el ámbito de Precordillera Occidental hace aproximadamente 20 Ma (Jordan et ál., 1993a), (figura 8). En la Precordillera Central esta parece haber comenzado, en la zona de exploración, en coincidencia con el vulcanismo de la formación Cerro Morado (17 Ma). Estos depósitos de filiación volcánica que poseen fase extrusiva e intrusiva fueron afectados por los corrimientos del este de la misma Precordillera Central que se habría mantenido en crecimiento hasta los 5 Ma.

La Precordillera Oriental habría comenzado su evolución hace aproximadamente 2,6 Ma (Zapata y Allmendinger, 1996). La deformación de este ámbito posee vergencia occidental. Dentro de las áreas exploratorias Jáchal y Niquivil, la estructura superficial está dominada por las formas de grandes anticlinales abiertos y sinclinales cerrados (y viceversa que compensan la geometría de la

deformación), que exponen exclusivamente a depósitos terciarios de la cuenca del Bermejo.

En los modelos de interpretación, se considera que el basamento cristalino, sobre el cual yacerían adelgazados hacia el Este los términos estratigráficos del Paleozoico, participa de la deformación, con lo cual la faja corrida y plegada del este de la Precordillera es considerada de tipo "piel gruesa", en contraste con los ámbitos Central y Occidental en los cuales la condición sería de "piel fina" (Zapata y Allmendinger, 1996).

Las condiciones del subsuelo de Precordillera Oriental por debajo de la columna terciaria han sido relevadas parcialmente en afloramientos fuera de las áreas exploratorias. Algunas de las perforaciones realizadas en este ámbito han atravesado la totalidad de la columna cenozoica en posiciones donde esta se halla adelgazada por condiciones paleogeográficas. En esos casos, el trépano ha penetrado en estratos de calizas asignados al Ordovícico Inferior (formación San Juan).

Los estratos del Paleozoico Inferior y Superior y, por ende, sus condiciones petroleras nunca han sido evaluados allí en forma directa. Tampoco la existencia de depósitos de la cuenca triásica continental adyacente al Este ha sido comprobada en el subsuelo de esta porción de Precordillera Oriental, y su presencia allí permanece en el plano de la especulación.

Los dos sistemas de corrimientos de vergencias opuestas generan al enfrentarse una zona triangular de "piel gruesa" (Zapata y Allmendinger,

1996). Para estos autores, la estructuración de Precordillera Oriental, que involucra al basamento, es la que deforma a la opuesta Central donde los dos sistemas se sobreponen. El resultado sería una zona triangular en la cual la complejidad estructural se transfiere hacia los dos sistemas de deformación, en vez de formar los clásicos cabalgamientos acuñaos.

La zona triangular tiene una porción norte dentro del área exploratoria Jáchal, en la cual los dos sistemas opuestos se sobreponen, y un sector al Sur, dentro del área exploratoria Niquivil, donde están separados por el valle de Matagusanos, sin que interactúen entre sí (Zapata y Allmendinger, 1996).

Desde el punto de vista exploratorio, la estructuración terciaria en ambas áreas debería asociarse principalmente a las condiciones oleogénicas halladas en los afloramientos del borde de Precordillera Central contra la zona triangular, donde la potencial roca madre se halla en ventana de generación de petróleo.

La existencia y las condiciones de esos estratos de roca madre potencial en el subsuelo de la Precordillera Oriental y la zona triangular intermedia no se han podido evaluar en forma directa, aunque podrían estar presentes en subsuelo profundo, principalmente en el sector norte del área exploratoria Jáchal.

La tendencia de madurez térmica de la roca madre potencial evaluada en los afloramientos y en el pozo OMS.SJ.PViBc X-1 (Pampa Vieja Bicentenario) de la Precordillera Cen-

tral indica que, para esta parte de la faja plegada, las condiciones en la actualidad mejoran hacia el Este, en las láminas tectónicas relativamente más jóvenes. Esta tendencia podría estar reflejando una conjunción de factores tales como la historia evolutiva del sector con empuje tectónico recurrente desde el Oeste, la existencia de un centro efusivo magmático terciario que intruyó parte de las rocas evaluadas en el noroeste, el apilamiento tectónico del Paleozoico Medio (que no está presente en el este de Precordillera Central), y quizá el desarrollo localizado de los depocentros del Carbonífero.

## Conclusiones

Luego de cuatro años de trabajos en las áreas exploratorias Jáchal y Niquivil de la Precordillera, algunas conclusiones pueden ser consideradas claves exploratorias.

### En cuanto a la evolución geológica

En los sectores precordilleranos de las áreas exploratorias Jáchal y Niquivil no se halla expuesto el basamento cristalino.

Dos etapas de evolución geológica son diferenciables en el Paleozoico Inferior. Un primer ciclo de deposición carbonática en plataformas marinas extendidas en el Cámbrico y hasta el Ordovícico Medio, tras el cual se registra un episodio de inundación fuerte, una discordancia y la finalización de la deposición carbonática.

Un estadio posterior, con el



Black Diamond

SPYRAN ROPE

rock exótica

Rupal

11 de Septiembre 4555 - Capital Federal  
Tel:(011) 4702-9017 - TelFax: (011) 4702-1445  
info@rupalnet.com - www.rupalnet.com

desarrollo de una cuenca marina profunda hacia el Oeste, que generó el depósito de gradas secuencias sedimentarias de talud y de fondo abisal en los ámbitos de Precordillera Central y Occidental.

Asociados a otros fenómenos regionales de magmatismo y tectonismo, estos episodios podrían ser el registro de la relación que para tiempos cambro-ordovícicos existió entre este terreno (Precordillera, Cuyania, Occidentalía), y el paleocontinente Laurentia, actualmente en el este de América del Norte. La sucesión estratigráfica, el tipo de facies sedimentarias y la componente paleobiológica equivalentes para esa edad en EE. UU. y Canadá, entre otros parámetros, poseen gran similitud y están relacionadas a la formación de grandes yacimientos de petróleo y gas.

Los estratos del Silúrico y el Devónico en las áreas exploratorias Jáchal y Niquivil están restringidos a Precordillera Central, limitados por el frente de la actual Precordillera Occidental. La formación Punta Negra (Devónico Medio a Superior?), podría representar el inicio de un frente de deformación que avanzó desde el Oeste e inició la formación de una cuña tectónica que finalmente involucró a la Precordillera Central, constituyó una faja plegada y corrida hacia el Este, y generó las condiciones para el desarrollo inicial de la depositación del Paleozoico Superior.

La deformación de la Precordillera Occidental y de la Central para el Paleozoico Medio coinciden con otros episodios datados en esa época en el Oeste (metamorfismo suave, magmatismo), que podrían atribuirse a fenómenos de subducción y posterior acreción de un terreno en el margen occidental del paleocontinente Gondwana. En conjunto, estos episodios corresponderían a la orogenia chánica.

El Paleozoico Superior en las áreas exploratorias Jáchal y Niquivil se halla en Precordillera Central en discordancia angular al igual que ocurre en la Precordillera Occidental y en la Precordillera Oriental en otros sitios de la Precordillera.

El relleno carbonífero-pérmico de la cuenca de Paganzo podría ser el resultado de un sistema de cuencas de antepaís formado por la generación de la cuña tectónica de la orogenia

chánica. El relleno se habría iniciado con depósitos marinos de facies de talud y glaciógenas, en depocentros localizados asociados a frentes de corrimientos en Precordillera y el borde de sierras pampeanas. Las condiciones marinas en el ámbito occidental de la cuenca persistieron hasta el Carbonífero Superior Alto. Los depósitos del Pérmico Inferior y Superior sobrepasaron los altofondos generados entre los depocentros, evidenciando un cambio en el tipo de la subsidencia para la región.

Entre el Pérmico Superior y el Cretácico Superior la zona de las áreas exploratorias Jáchal y Niquivil permaneció sin recibir depositación y relativamente poco afectada por la erosión. No se hallan depósitos triásicos de *rift* en la zona de las áreas, y su existencia en el subsuelo oriental del área exploratoria Jáchal no ha sido documentada.

La cuenca de depósitos asignados al Cretácico Superior se extiende en ambas áreas exploratorias, y representa un episodio de subsidencia generalizada regional. No se observan facies sedimentarias que indiquen taludes de depositación importantes, y las facies sedimentarias más "profundas" parecen estar en el centro-sur del área Jáchal.

El inicio de la deformación terciaria en la Precordillera Central parece coincidir con el emplazamiento de un centro magmático a los 17 Ma en el noroeste del área exploratoria Jáchal, que produjo la intrusión de diques, derrame de coladas andesíticas y flujos piroclásticos, con erosión y depositación asociados a la topografía.

En la zona de las áreas exploratorias Jáchal y Niquivil, existen sobrecorrimientos y plegamientos previos a la depositación del Paleozoico Superior. En el borde de la Precordillera Occidental y del oeste de la Precordillera Central, algunos de esos planos han sido reactivados por los sobrecorrimientos del Terciario.

La Precordillera Oriental en las áreas exploratorias Jáchal y Niquivil está dominada por los afloramientos de rocas terciarias. Las rocas con potencial oleogénico estudiadas en Precordillera Central, de existir, se hallarían en el subsuelo profundo, y sus condiciones actuales no se conocen.

La zona triangular que genera el enfrentamiento de los dos sistemas

estructurales de vergencia opuesta de la Precordillera Central y la Precordillera Oriental no es del tipo de las que poseen cabalgamientos estructurales en subsuelo.

#### En cuanto a las condiciones petroleras

De los intervalos aflorados evaluados para potencial roca madre del sector, las mejores condiciones se hallaron en los intervalos pelíticos marinos del Ordovícico Medio de la Precordillera Central. Las potenciales rocas generadoras poseen cualidades de contenido orgánico, madurez y oleogénesis que en los afloramientos varían arealmente en relación con su posición estructural y marcan tendencias que son muy importantes para el desarrollo del plan exploratorio.

Las potenciales rocas reservorio conforman un abanico amplio de edades, litologías y procesos mecánicos y químicos. Los intervalos del Silúrico, Devónico y principalmente Carbonífero, Pérmico, Cretácico y Terciario de la Precordillera Central poseen intervalos arenosos importantes. Es poco probable que se hallen condiciones favorables de porosidad primaria, en las rocas paleozoicas del subsuelo, pero sí existen buenas posibilidades de hallar hidrocarburos atrapados en rocas calcáreas, dolomíticas y clásticas en trampas que combinen estructuración y diagénesis acordes con la evolución del sistema.

Para la Precordillera Central, la generación de estructuras por compresión del Devónico Superior-Carbonífero Inferior y los fenómenos asociados conforman la condición más atractiva para establecer los parámetros tiempo de generación-migración-entrapamiento.

Para la Precordillera Central, se puede establecer un sistema petrolero paleozoico análogo a los que se aplican en zonas productivas con condiciones geológicas en parte paralelas a las de esta región, como por ejemplo en EE. UU. y Canadá. De acuerdo con las tendencias oleogénicas establecidas para la Precordillera Central, el borde este de esa faja, la zona triangular y parte de la Precordillera Oriental poseen perspectivas exploratorias muy alentadoras en las que se trabaja actualmente.

En estos cuatro años de desarrollo exploratorio sobre las áreas Jáchal y

Niquivil, se ha logrado establecer en buena medida el potencial petrolero y revertir algunos criterios que desfavorecían al sector como cuenca generadora con posibilidades de albergar yacimientos. El estudio y la comprensión de algunos aspectos de la geología y la geoquímica de la zona, junto al hallazgo de petróleo seco en superficie, y la ejecución de un pozo profundo en un ámbito geológico que no había sido perforado hasta ahora, permitieron ajustar la idea de un modelo geológico y verificar un sistema petrolero activo de aplicación exploratoria. ■

## Agradecimiento

A la empresa Oil M&S S.A. por permitir la publicación de este trabajo.

## Bibliografía

- Aceñolaza F. G. y A. J. Toselli, 2007. "Evolución del borde gondwánico de Argentina en el Paleozoico: Cuyania, ¿un fragmento gondwánico o un alóctono lauréntico?". E. Díaz-Martínez e I. Rábano (Eds.), *4th European Meeting on the Palaeontology and Stratigraphy of Latin America*. Cuadernos del Museo Geominero, N.º 8. Instituto Geológico y Minero de España.
- Allmendinger, R.W., D. Figueroa, D. Snyder, J. Beer, C. Mpodozis and B. L. Isacks, 1990. *Foreland shortening and crustal balancing in the Andes at 30°S latitude*, *Tectonics* 9(4): 789-809.
- Alonso J. L., L. R. Rodríguez-Fernández, J. García-Sansegundo, N. Heredia, P. Farías and J. Gallastegui, 2005. "Gondwanic and Andean structure in the Argentine central Precordillera: The Río San Juan section revisited". *6th International Symposium on Andean Geodynamics* (ISAG, Barcelona), Extended Abstracts: 36-39.
- Álvarez-Marrón J., R. Rodríguez-Fernández, N. Heredia, P. Busquets, F. Colombo and D. Brown, 2006. "Neogene structures overprinting Palaeozoic thrust systems in the Andean Precordillera" at 30.° S latitude *Journal of the Geological Society*, London, Vol. 163, pp. 949-964.
- Astini, R. A., 1991. "Sedimentología de la Formación Talacasto: Plataforma fangosa del Devónico precordillerano, Provincia de San Juan". *Revista de la Asociación Geológica Argentina*, 46: (3-4)277-294.
- Astini, R. A., 1992. *Tectofacies ordovícicas y evolución de la cuenca eopaleozoica de la Precordillera Argentina*. Estudios geol., 48: 315-327.
- Astini, R. A., 1998. "El Conglomerado de Las Vacas y el Grupo Trapiche de la Precordillera: tectónica distensiva en el Ordovícico Superior". *Revista de la Asociación Geológica Argentina*, 53: 489-503.
- Astini, R. A. y H. M. Maretto, 1996. "Análisis estratigráfico del Silúrico de la Precordillera Central de San Juan y consideraciones sobre la evolución de la cuenca". *XIII.º Congreso Geológico Argentino y III.º Congreso de Exploraciones e Hidrocarburos*. Actas I: 351-368. Buenos Aires.
- Astini, R. A., V. A. Ramos, J. L. Benedetto, N. E. Vaccari y F. L. Cañas, 1996. "La Precordillera: un terreno exótico a Gondwana". *XIII.º Congreso Geológico Argentino y III.º Congreso de Exploraciones e Hidrocarburos*. Actas V: 293-324. Buenos Aires.
- Astini, R. A., F. Dávila, O. López Gamundi, F. Gómez, G. Collo, M. Ezpeleta, F. Martina y A. Ortiz, 2005. "Cuencas de la región precordillerana". En: Chebli G., Cortiñas J., Spalletti L., Legarreta L. y E. Vallejo, (Eds.): "Fronteras exploratorias de la Argentina". *VI.º Congreso de exploración y desarrollo de hidrocarburos*. Mar del Plata. Actas: 115-145.
- Baldis, B. A. y G. Chebli, 1969. "Estructura profunda del área central de la Precordillera Sanjuanina". *IV.º Jornadas Geológicas Argentinas*, Mendoza, Actas I: 47-66.
- Baldis, B. y M. S. Beresi, 1990. "Presencia de hidrocarburos en las Formaciones Zonda y San Roque (Cámbrico y Ordovícico de la Precordillera), y posibilidades prospectivas". *XI.º Congreso Geológico Argentino*. Actas 1; 183-186.
- Baldis, B. A., M. Beresi, L. O. Bordonaro y A. Vaca, 1982. "Síntesis evolutiva de la Precordillera argentina". *V.º Congreso Latinoamericano de Geología Argentina*, Actas IV: 399-445. Buenos Aires.
- Baldis, B. A., C. Armella, y N. Cabaleri, 1985. "Desarrollo de la plataforma carbonática ordovícica argentina". *VI.º Congreso Latinoamericano de Geología*, 1: 149-181.
- Balseiro D., J. J. Rustán, M. Ezpeleta, N. E. Vaccari, 2009. *A new Serpukhovian (Mississippian) fossil flora from western Argentina: Paleoclimatic, paleobiogeographic and stratigraphic implications*. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 280(3-4): 517-531.
- Bercowski, F. y J. P. Milana, 1990. "Sedimentación glacial: nueva interpretación para la Formación Guandacol (Carbonífero) en el perfil de Río Francia, Precordillera central, San Juan". *III.º Reunión Argentina de Sedimentología*, Actas: 37-42.
- Beresi, M., 1990. "El Ordovícico de la Precordillera de San Juan". *11.º Congreso Geológico Argentino*. Relatorio de Geología y Recursos Naturales de la Provincia de San Juan, 3: 32-46.
- Boedo F. L., G. I. Vujovich y S. P. Barredo, 2011. "La faja máfica-ultramáfica de Precordillera occidental en el área del Cordón del Peñasco, Provincia de Mendoza". Simposio de Tectónica Preandina, *XVIII.º Congreso Geológico Argentino*, Neuquén. Actas CD-ROM.
- Bordonaro, O., 1990. "El Sistema Cámbrico de la Provincia de San Juan". *11.º Congreso Geológico Argentino*. Relatorio de Geología y Recursos Naturales de la Provincia de San Juan, San Juan. 2: 18-30.
- Braccacini, O., 1949. "Observaciones estratigráficas en la Precordillera sanjuanina". *Revista de la Asociación Geológica Argentina*, 5 (1): 5-14.
- Bustos U. D. y R. A. Astini, 1997. "Formación Punta Negra: análisis secuencial y evolución de la cuenca devónica precordillerana". *Revista de la Asociación Argentina de Sedimentología*, 4: 97-109.
- Caballé, M., A. Cuerda y M. Alfaro, 2002. "El ordovícico siliciclástico de la región de Guandacol. Relaciones entre sedimentación, tectónica y graptofaunas". *XV.º Congreso Geológico Argentino*, El Calafate, Santa Cruz. Actas CD-ROM.
- Comínguez, A. H. y V. A. Ramos, 1991. "La Estructura Profunda entre Precordillera y Sierras Pampeanas de la Argentina: Evidencias de la Sísmica

- de Reflexión Profunda". *Revista Geológica de Chile*, v. 18, p. 3-14.
- Cuerda, A., 1966. *Formación La Chilca, Silúrico Inferior, San Juan*. Comisión de Investigaciones Científicas de Buenos Aires, Notas 4 (1): 3-12.
- Cuerda, A., 1969. *Sobre la graptofauna del Silúrico de San Juan, Argentina*. *Ameghiniana*, 6: 223-235.
- Dalla Salda L., 2005. "El orógeno famatiniano-apalachiano". *XVI.º Congreso Geológico Argentino*, La Plata. Buenos Aires. Actas CD-ROM.
- Decelles P. G. and K. A. Giles, 1996. "Foreland basin systems". *Basin Research* 8, 105-123.
- Fernández Seveso, F., M. A. Pérez y L. A. Álvarez, 1990. "Análisis estratigráfico del ámbito occidental de la cuenca de Paganzo, en el rango de grandes ciclos depositacionales". *XI.º Congreso Geológico Argentino*, San Juan.
- Fernández Seveso, F., M. A. Pérez, I. E. Brissón y L. A. Álvarez, 1991. *Sequence stratigraphy and tectonic analysis of the Paganzo basin, Western Argentina*. *Comptes Rendus XIII ICC-P*. Buenos Aires. 2: 223-260.
- Finney, S. C., 2007. *The paraautochthonous Gondwanan origin of the Cuyania (Greatthier Precordillera) terrane of Argentina. A re-evaluation of evidence used for support an allochthonous Laurentian origin*. *Geologica Acta*, 5(2): 127-158.
- Fortey, R. A., 1984. "Global earlier Ordovician transgressions and regressions and their biological implication". En: Bruton D. L. (Ed.): *Aspect of the Ordovician System*: 37-50.
- Frenguelli, J., 1944. "Apuntes acerca del Paleozoico Superior del noroeste argentino". *Revista Museo La Plata (Nueva Serie)*, 2 (Geología), 15: 213-265.
- Furque, G., 1963. "Descripción geológica de la Hoja 17b, Guandacol, Provincia de San Juan. 1:200.000". *Servicio Geológico Nacional*, Boletín N.º 92, 104 pp.
- Furque, G., 1979. "Descripción geológica de la Hoja 18 c, Jáchal (Provincia de San Juan)". *Servicio Geológico Nacional*, Boletín N.º 164.
- Furque, G. y A. Cuerda, 1979. "Precordillera de La Rioja, San Juan y Mendoza". En: *Geología Regional Argentina*. Academia Nacional de Ciencias, Córdoba. 1: 455-522.
- Grammer G. M., J. Schulz, D. Barnes, R. Gillespie, W. B. Harrison, and J. E. Thornton, 2010. "Stratigraphic Control on the Lateral Distribution of Hydrothermal Dolomites away from Major Fault Zones". Adapted from an oral presentation at *AAPG Annual Convention and Exhibition*, New Orleans, Louisiana, USA.
- Hammar M. V., A. L. Banchig, N. Mendoza y G. Vallecito, 2008. "Evidencias de una zona extensional (Cuenca de retroarco) durante el Mioceno Medio, Precordillera central, Jáchal, San Juan". *XVII.º Congreso Geológico Argentino*, Jujuy. Actas 119-120.
- Heredia N., P. Farías, J. García Sansegundo y L. Giambagi, 2011. "Evolución geodinámica de la Cordillera Frontal de los Andes (30º-33º s) y su entorno durante el Paleozoico tardío". *XVIII.º Congreso Geológico Argentino*, Neuquén. Actas CD-ROM.
- Jordan, T. E., R. W. Allmendinger, J. F. Damanti and R. Drake, 1993a. "Chronology of motion in a complete thrust belt: the Precordillera, 30-31°S", *Andes Mountains: Journal of Geology*, v. 101(2), p. 135-156.
- Jordan, T., R. Drake y C. Naeser, 1993b. "Estratigrafía del Cenozoico Medio en la Precordillera a la latitud del Río Jáchal, San Juan, Argentina". *XII.º Congreso de Exploración de Hidrocarburos*, 2: 132-141.
- Keller, M., F. Cañas, O. Lehnert y N. Vaccari, 1994. "The Upper Cambrian and Lower Ordovician of the Precordillera (Western Argentina): Some stratigraphic reconsideration". *Newsletters on Stratigraphy*, 31:115-32.
- Limarino, C. O., L. Net, P. Gutiérrez, V. Barreda, A. Caselli, y S. Ballent, 2000. "Definición litoestratigráfica de la Formación Ciénaga del Río Huaco (Cretácico Superior), Precordillera Central, San Juan, Argentina". *Revista de la Asociación Geológica Argentina*, 55 (1-2): 83-99.
- Limarino, C. O., L. Fauquén, R. Cardó, M. Gagliardo, y L. Escoteguy, 2002. "La faja volcánica miocena de la Precordillera septentrional". *Revista de la Asociación Geológica Argentina*, 59: 289-304.
- López Gamundí, O. R., L. Álvarez, R. Andreis, I. Espejo, F. Fernández Seveso, D. Kokogián, L. Legarreta, C. Limarino y H. Sessarego, 1987. "Cuencas Intermontanas (Intermontane basins). En: G. Chebli y L. Spalletti (editores), "Cuencas Sedimentarias, Simposio Cuencas Sedimentarias Argentinas", X.º Congreso Geológico Argentino, Tucumán. 123-267.
- Luczaj J. A., W. B. Harrison III, and N. Smith Williams, 2006. "Fractured hydrothermal dolomite reservoirs in the Devonian Dundee Formation of the central Michigan Basin". *AAPG Bulletin*, v. 90, no. 11, pp.1787-1801.
- Martínez A., L. Giambagi, D. Codega y D. Aguilera, 2011. "El magmatismo gondwánico extensional Pérmico Medio a Triásico Medio entre los 32º y 34º LS, Argentina". *XVIII.º Congreso Geológico Argentino*, Neuquén. Actas CD-ROM.
- Mestre, A., G. Nestell, S. Heredia y M. González, 2008. "Primeros foraminíferos de la Formación San Juan (Darriwiliano), Precordillera Central". *XVII.º Congreso Geológico Argentino*, Jujuy. Actas CDROM.
- Milana, J. P., F. Bercowsky y T. Jordan, 2003. "Sedimentología y magnetoestratigrafía del neógeno de la Sierra de Mogna y su relación con la cuenca de antepaís andino". *Revista de la Asociación Geológica Argentina*, 58: 447-473.
- Oil M&S S.A., 2006-2011. Informes inéditos del Proyecto Exploratorio Áreas Jáchal y Niquivil, Provincia de San Juan, Argentina.
- Padula, E., E. Roller, A. Mingram, P. Criado Roque, M. Flores y B. Baldis, 1967. "Devonian of Argentina". *International Symposium on the Devonian System*, Proceeding, 2. Calgary, Canadá.
- Peralta S. H., 2011. "Facies changes in the Silurian of Precordillera: tectosedimentary and paleogeographic significance". *XVIII.º Congreso Geológico Argentino*, Neuquén. Actas CD-ROM.
- Pérez, M. A., F. Fernández Seveso, L. A. Álvarez e I. E. Brissón, 1991. "Análisis ambiental y estratigráfico del Paleozoico Superior en el área anticlinal de Huaco, San Juan, Argentina". *X.º Congrès International de la Stratigraphie et géologie du Carbonifère et Permien*, (Buenos Aires). *Comptes Rendus*, 2: 297-318.

- Pérez M. A., D. Graneros, V. Bagur Del-piano, M. Lauría y K. Breier, 2011. "Exploración de frontera: del modelo superficial a la perforación profunda. Áreas exploratorias Jáchaly Niquivil en la Precordillera de San Juan, Argentina".
- Ramos, V. A., 1988. *Tectonics of the Late Proterozoic-Early Paleozoic a collisional history of southern South America*. Episodes, 11 (3): 168-174.
- Ramos, V. A., 1999. *Rasgos estructurales del territorio argentino. Evolución tectónica de la argentina. Instituto de Geología y Recursos Minerales*. Buenos Aires. Geología Argentina. Capítulo 24. Anales 29 (24): 715-784.
- Ramos V. A. y L. Dalla Salda, 2011. Occidentalía: "¿Un terreno acrecionado sobre el margen gondwánico?". XVIII.° Congreso Geológico Argentino, Mayo 2011, Neuquén. Actas CD-ROM.
- Ramos, V. A., T. Jordan, R. Allmendinger, S. Kay, J. M. Cortés, y M. Palma, 1984. "Chilenia: un terreno alóctono en la evolución paleozoica de los Andes Centrales". IX.° Congreso Geológico Argentino. S.C. Bariloche: Actas II: 84-106.
- Ramos, V. A., Vujovich, G. I. y Dallmeyer, R.D., 1996. "Los klippe y ventanas tectónicas de la estructura preándica de la Sierra de Pie de Palo (San Juan): edad e implicaciones tectónicas". XIII.° Congreso Geológico Argentino y 3.° Congreso Exploración de Hidrocarburos, Actas 5: 377-392.
- Rolleri, E. y B. Baldis, 1967. "Paleogeography and distribution of Carboniferous deposits in the Argentine Precordillera". I.° Simposio Internacional de Estratigrafía y Paleontología del Gondwana (Mar del Plata), Anales: 1005-1024.
- Rustán J. J. y N. E. Vaccari, 2010. "Trilobites de la Formación Punta Negra (Devónico Medio) en la sección de Loma de los Piojos (Precordillera de San Juan, Argentina): nuevos elementos para la datación y correlación de los 'estratos postdevónicos' de Keidel". X.° Congreso Argentino y VII.° Congreso Latinoamericano de Paleontología.
- Salfty, L., S. Gorustovich, y M. Moya, 1984. "Las fases diastróficas en los Andes del Norte Argentino". Intern. Simp. Central-Andean, Tectonics and Relations with Natural Resources. Academia Nacional de Ciencias, Bolivia.
- Smith L. B., 2006. "Origin and reservoir characteristics of Upper Ordovician Trenton-Black River hydrothermal dolomite reservoirs in New York". AAPG Bulletin, V. 90, No. 11, P. 1691-1718.
- Tankard, A. J., M. A. Uliana, H. J. Welsink, V. A. Ramos, M. Turic, A. B. França, E. J. Milani, B. B. de Britos Neves, N. Eyles, J. Skarmeta, H. Santa Ana, et ál., 1995. "Tectonic controls of basin evolution in southwestern Gondwana", in A. J. Tankard, R. Suárez S., and H. J. Welsink, *Petroleum basins of South America*: AAPG Memoir 62, p. 5-52.
- Tedesco, A. M., C. Limarino y P. L. Ciccioli, 2007. "Primera edad radimétrica de los depósitos cretácicos de la Precordillera Central". Revista de la Asociación Geológica Argentina. v.62 N° 3. Buenos Aires.
- Thomas, W. and R. A. Astini, 1996. *The Argentine Precordillera: a traveller from the Ouachita embayment of North America Laurentia*. Science, 273:752-757.
- Tibaldi A. M., J. E. Otamendi, E. A. Cristofolini, I. Baliani, G. I. Vujovich y R. D. Martino, 2011. "Reconstrucción de la estructura térmica y física del Arco Famatiniano expuesto en la Sierra de Valle Fértil, San Juan, a través de estimaciones termobarométricas". XVIII.° Congreso Geológico Argentino, Neuquén. Actas CD-ROM.
- Tortello, M. F. y S. H. Peralta, 2004. "Trilobites del miembro inferior de la Formación Gualcamayo (Llanvirniano temprano) en el cerro La Chilca, Precordillera de San Juan, Argentina". Boletín Geológico y Minero, 115 (4): 665-682.
- Vallecito, G. y L., León, 2008. "Reconsideración de la estratigrafía de la Formación San Juan (Ordovícico) en el anticlinal de Huaco". XVII.° Congreso Geológico Argentino.
- Jujuy. Actas CD-ROM.
- Voldman G. G., G. L. Albanesi, G. Ortega, A. L. Banchig y V. A. Ramos, 2008. "Los depósitos de talud ordovícicos de la Precordillera: bioestratigrafía, metamorfismo e implicancias geotectónicas". Actas del XVII.° Congreso Geológico Argentino Jujuy. Actas CD-ROM.
- Voldman G. G., V. A. Ramos y G. L. Albanesi, 2011. "Magmatismo de rift Ordovícico de Cuyania: ¿Obducción de ofiolitas o extensión post-colisional?". XVIII.° Congreso Geológico Argentino. Neuquén. Actas CD-ROM.
- Volkheimer, W., 1962. "Nuevos hallazgos del Paleozoico marino en la Precordillera de San Juan". Revista de la Asociación Geológica Argentina, 17 (1-2): 97-104.
- Von Gosen W., 1997. "Early Paleozoic and Andean structural evolution in the Rio Jáchal section of the Argentine Precordillera". Journal of South American Earth Sciences. Volume 10, Issues 5, 361-388.
- Zambrano, J., A. Sánchez y M. B. Hernández, 1996. "Aspectos estratigráficos y estructurales del sector Gualcamayo-Guandacol, (provincias de La Rioja y San Juan-Argentina), relacionados con la exploración minera metalífera". XIII.° Congreso Geológico Argentino y III.° Congreso de Exploración de Hidrocarburos, 1: 531-540.
- Zapata, T. R. and R. W. Allmendinger, 1996. "The thrust front zone of the Precordillera, Argentina: a Thick-skinned triangle zone". American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v. 80(3), p. 359-381.

Nuevo



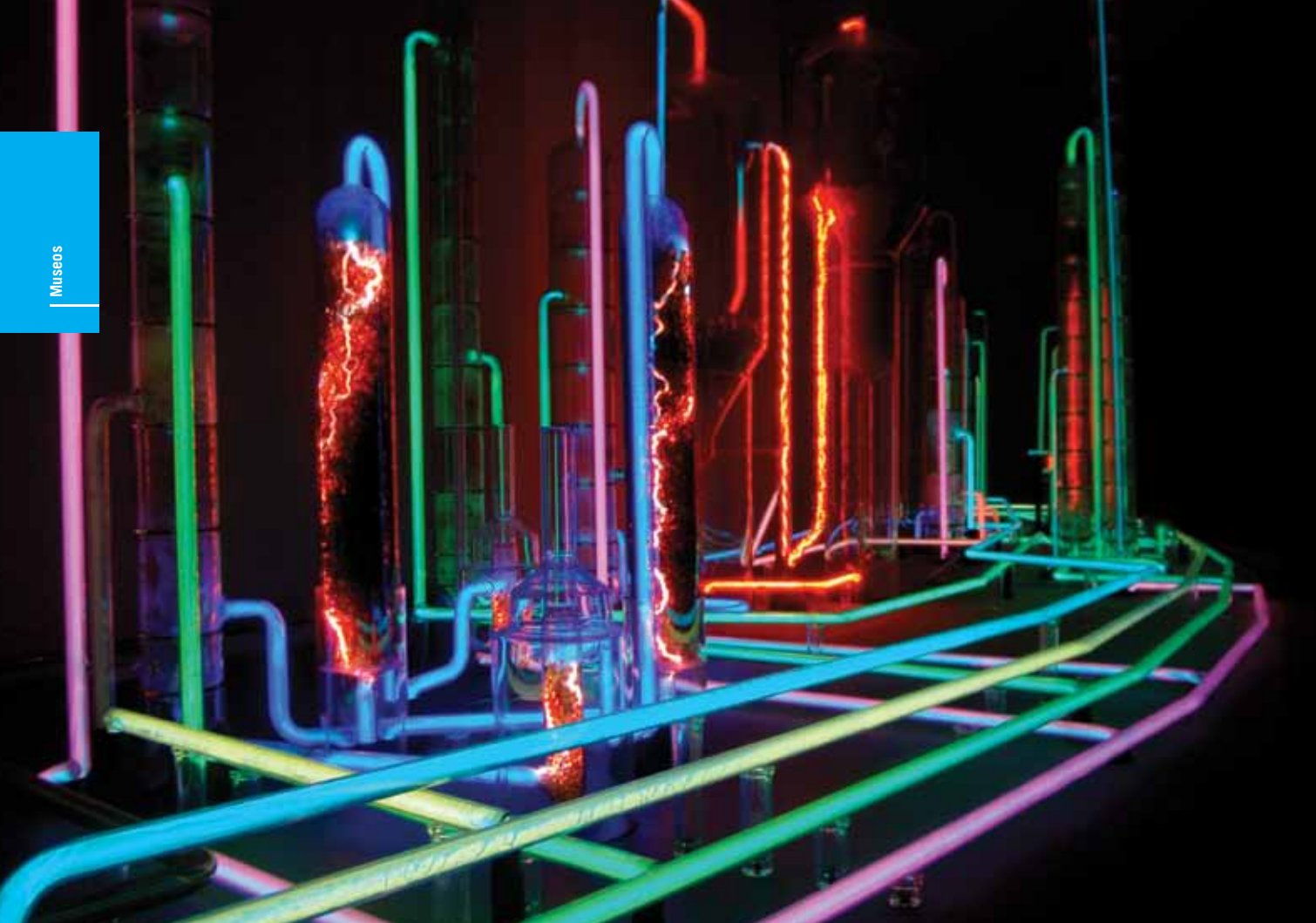
REGISTROS DE POZO

PRINCIPIOS Y APLICACIONES

Alberto Khatchikian

Obra indispensable para geólogos e ingenieros de la industria del petróleo y gas que utilizan perfiles para evaluar formaciones o planear terminaciones

En venta en: Librerías SBS  
Av. Córdoba 1840 - Buenos Aires  
[www.sbs.com.ar](http://www.sbs.com.ar)



# El Salón de la Energía, en el Museo de Ciencias Naturales de Houston, donde todo se comprende enseguida

Por *Guisela Masarik*

**De las instituciones que buscan divulgar las actividades de la industria, es esta una que lo logra con éxito.**

**H**OUSTON.- “Prohibido no tocar” y “difícilmente no los entiendas” son los lemas que inspiran al Wiess Energy Hall, el ala del Museo de Ciencias Naturales de Houston dedicada a los hidrocarburos, que, en un didáctico recorrido interactivo, explica toda la cadena de producción del petróleo y del gas con asombrosa sencillez.

Tiene lógica que en esta ciudad de Texas, conocida precisamente como “la capital mundial de la energía”, se haya destinado un espacio para contar con detalle el funcionamiento de la industria de los hidrocarburos, ya que son la predominante en la matriz energética nacional.



Lo notable es el entorno que se ha elegido para él: el Wiess Energy Hall, que no es un museo en sí, sino una parte dentro del Museo de Ciencias Naturales de Houston, uno de los más visitados del estado y del país, enclavado en el Distrito de Museos de Hermann Park, especie de pulmón de la ciudad, no muy lejos del campus de la Universidad de Rice.

Se trata de un museo dedicado por entero a la divulgación de las maravillas de la Naturaleza: ante sus puertas, mañana tras mañana, se forman filas interminables de niños pequeños y estudiantes, además de numerosos adultos, que en sus cuatro pisos buscan disfrutar de un planetario, de cines IMAX, de una importante muestra permanente de animales y plantas fosilizadas; de una completa muestra de gemas y minerales; y de un sublime mariposario con cientos de especies vivas, bellísimas y exóticas, que revolotean en un ambiente tropical. En el centro hay un auténtico péndulo de Foucault que deja a los visitantes hipnotizados mientras observan el movimiento de rotación de la Tierra.

Es decir, este ámbito que exalta la Naturaleza, la tecnología y el estudio es el marco propicio para explicar a los visitantes qué son los combustibles fósiles y cómo hacen funcionar al mundo.

El museo cumplió 100 años en 2009, y sus actuales instalaciones reciben más de dos millones de visitas anuales. El Energy Hall, en particular, se creó con la contribución de las principales empresas de petróleo y del gas con sede en Houston; y es renovado periódicamente, según avanza la tecnología, para tener siempre lo último.

Y sin dudas, la principal virtud de la muestra sobre energía es la capacidad explicativa de su recorrido, que logra la comprensión tanto de grandes como de chicos, a través de ingeniosos dispositivos que todos pueden accionar.

## El recorrido

¿Cómo se desarrolla todo el proceso de la energía? Y, en particular, el petróleo y el gas natural, ¿cómo llegan a generar las diferentes tipos de energía y derivados que todos utilizamos?

Con esas preguntas en mente, se manejó el curador de la muestra y presidente del museo, Joel Bartsch: “Nuestro objetivo es mantener el Salón de la Energía Wiess a la vanguardia”, dijo a *Petrotecnia*. El Hall Wiess explora la aplicación de los conceptos científicos y de tecnología avanzada en la industria del petróleo y de gas, explicó, y utiliza métodos de aprendizaje interactivos que incluyen animaciones computarizadas de alta resolución con pantallas táctiles de 50 pulgadas, hologramas, juegos y otros sistemas mecánicos, de notable simplicidad e inmediata comprensión.

“Todo en la exposición muestra el estado de la técnica y de las nuevas tecnologías energéticas y el desarrollo de destacadas actividades interactivas computarizadas que muestran que la tecnología detallada es entretenida”, agregó. El recorrido se divide en 12 secciones. Comienza con una visión geológica y topográfica general, con un musical animado en el Teatro de las Exploraciones donde, a través de la filmación *El origen de la energía* (al estilo de las películas de Pixar, con música atractiva y pegadiza) se



va guiando a los visitantes velozmente por el universo, desde el Big Bang hasta la formación de los hidrocarburos, pasando por las placas tectónicas de la Tierra y revelando verdades implacables, como que los combustibles fósiles sólo han estado en uso durante los últimos 200 años y que antes de ello, las fuentes de energía que hoy consideramos alternativas –el viento, el agua– eran las fuentes primarias para la humanidad.

“Pero hoy los hidrocarburos mueven el mundo, y sus derivados están presentes en toda nuestra vida cotidiana”, aclara. También revelan realidades tremendas que no muchos niños –y grandes– conocen, y que ya es hora de que sepan: que el petróleo no se halla en forma de lagos subterráneos, sino en los espacios pequeños de ciertas rocas porosas, como si fueran una esponja. Y que se formó tras la descomposición de las sustancias orgánicas, por la acción de microbios que no necesitan de oxígeno para vivir, y no exactamente con pasta de restos de dinosaurios.

El sector de geología muestra la disposición de las capas subterráneas que mantienen reservas de petróleo y gas. Y en una pared de rocas extraídas de distintas profundidades de Texas, una proyección permite distinguir la pizarra de las areniscas, las calizas y las sales, ya que se iluminan según se presionan los botones. Además, se explica detenidamente cómo es la exploración en tierra y mar, la sísmica, cómo se buscan las trampas, etcétera.

El sector de geografía detalla en qué áreas del mundo se encuentran los hidrocarburos y la tecnología que uti-





lizan los científicos para encontrarlos. En efecto, en pantallas se simula un vuelo satelital alrededor del mundo repasando unos 800 yacimientos. También se describen las últimas técnicas para buscar petróleo y gas: desde gravímetros y magnetómetros hasta los camiones sísmicos vibradores. Dentro de una especie de peceras, los hologramas de científicos diminutos explican exactamente qué hacen, en paisajes aparentemente desolados. Esta búsqueda también se realiza en el mar, y se muestra el sistema de rastreo que se utiliza en los barcos.

Cuando se estima que se ha hallado una zona para perforar, el visitante pasa al sector de perforación. Allí se ve un trépano real girando, diferentes tipos de trépanos y en las pantallas, diversas animaciones sobre perforación básica, avanzada, *onshore* y *offshore*, que responden a las preguntas que cualquier lego puede hacerse. Y para quienes nunca oyeron de ello, explica qué es el *casing*, qué es el *tubing* y para qué sirve el lodo. Las animaciones están tan bien pensadas que más de un ingeniero con décadas de profesión hubo de reconocer que “no sabía cómo funcionaba exactamente hasta ahora que veo el video”.

Este área de *perforines* muestra también métodos no convencionales según sitios extremos: desde el Ártico hasta la selva, y dedica videos para contar cómo y por qué se necesita lodo para perforar, y qué pasa cuando hay que cambiar la dirección del pozo, que deja de ser vertical.

De hecho, a este respecto, la relativa cercanía de Las Vegas parece haber inspirado a los curadores a instalar, además, un juego que consiste en que el visitante, con la ayuda de un *joystick*, adopte la personalidad de un petrolero y elija el sentido y dirección del pozo; lo que haga aparecerá en la pantalla. A medida que pasan los segun-

dos y que el jugador orienta sus caños y va atravesando las distintas capas, sin dar con la trampa, un contador delator, estilo maquinitas tragamonedas, va vociferando las pérdidas que se le van acumulando. El jugador tiene pocos segundos para intentarlo; cuando se acaba el tiempo, si no ha hallado hidrocarburos, entra en bancarrota; si los halla de todas formas deberá remontar los enormes costos de la exploración antes de obtener ganancias y, eventualmente, hacerse rico. Cualquier coincidencia con la vida real...

## En el simulador

Desde la renovación de este ala, se construyó una cámara llamada Geovator, un elevador geológico que simula llevar a los visitantes en un viaje al fondo del pozo (llega a los 7.800 pies de profundidad), presuntamente gobernado por una computadora inteligente, y con



filmaciones en falsas ventanillas que dan la sensación de ir descendiendo y perforando, entre sacudones y el lógico sometimiento a una presión y gravedad acordes con la profundidad.

Al llegar al sector de producción, una serie de caños, ductos y válvulas reales –arbolito de Navidad incluido– permiten el contacto más analógico con los “fierros” de la industria. Aquí se destacan dos artefactos explicativos tremendamente prácticos. Uno muestra la porosidad y consiste en un recipiente dividido, con un líquido medianamente viscoso, que debe distribuirse en dos compartimientos con pelotitas. En uno, las pelotitas son más grandes que en el otro. Consiguientemente, el tamaño de los intersticios entre las pelotitas es diferente. Al girar





verticalmente el recipiente, el líquido que estaba entre las pelotitas saldrá y se verá cuál contenía más, si el sector de las piedras más grandes o el de las más pequeñas.

Otro juego revela que no todo el petróleo es del mismo color, y es de una enorme simpleza: consiste en recipientes cilíndricos con manivelas que contienen distintos petróleos según su área de hallazgo: el *Texas Intermediate*, el *Arabian light*, el venezolano... a simple vista, se verá unos muy negros, otros marrones, incluso de un rosado oscuro. Y si el visitante gira las válvulas de cada cilindro, lo verá caer y comprobará que mientras el venezolano es viscoso, el *Arabian light* es prácticamente líquido.

Por lo demás, se puede tocar un sistema de bombeo con su "cabeza de mula" que los visitantes también podrían verlas por las rutas argentinas, en plena soledad del campo, pero sin acceso a ellas. Y en una realidad de campos maduros, de un museo que se actualiza, se explican los sistemas de recuperación secundaria y mejorada del petróleo.

Más adelante se describe el sistema de *completación* de pozos.

## Refinería

En todo momento, se demuestra para cada sector la actividad *onshore*, así como la *offshore*, con toda lógica, ya que Houston se halla dominando por la actividad en el golfo de México. La descripción de plataformas submarinas, *jacks* y demás, se suma a la zambullida simulada hacia un pozo submarino donde se puede "ver" por la ventana extrañas criaturas abisales.

El sector de refinería muestra todo lo que sucede en una refinería de petróleo con una maqueta de gran tamaño cuyos conductos y zonas se van iluminando con neón a medida que se explica el procedimiento. Animaciones en 3D, un separador Vortex y distintas pantallas animadas cuentan paso a paso cómo se acondicionan los hidrocarburos hasta transformarlos en combustible y en sus derivados, ya que filmaciones en las paredes van mostrando constantemente al visitante que ese envase plástico, esa pelota de fútbol, ese neumático del coche familiar que utilizamos, todo proviene de esta industria.

El Teatro de las Excursiones por la Energía, con su pantalla en 160 grados y sonido envolvente, transporta al público –mayormente estadounidense– por los yacimientos del terruño texano, por tierra y mar, para demostrar dónde están las principales fuentes de energía nacional: petróleo en el golfo de México, carbón en Wyoming, energía eólica y fotovoltaica en California, hasta la energía hidroeléctrica en Nevada...

Por su parte, el sector de transporte y distribución se inaugura con un "chanchito" limpiando eternamente un ducto transparente empotrado en una pared, lo cual permite apreciar su labor. Se explica, asimismo, cómo se licúa y se transporta el gas, y cómo llega a la cocina de los hogares.

Una esfera grande y una pequeña indican cuánto puede comprimirse el volumen del gas.

El Energy Hall se centra, como se dijo, en los hidrocarburos, pero dedica también un espacio a otras fuentes de energía, tanto renovables como no renovables. Así, en el sector de estas últimas, un mapa interactivo gigante permite al visitante pasearse por el mundo para ver cuántas luces hay encendidas en ese momento y hacer *zoom* para ver en detalle la gran red de tuberías que atraviesan los Estados Unidos. También explica detalladamente cómo funcionan las centrales eléctricas, las celdas solares...

En cuanto a la energía nuclear, se puede observar un modelo a pequeña escala de un reactor de fusión y aprender cómo funciona; una pila de combustible real; cómo se transmite la energía de las mareas oceánicas, de las olas; la biomasa, etcétera.

Según las autoridades del museo, "el petróleo y el gas natural son la base de una economía moderna y proveen las innumerables necesidades y confort de la vida de la gente; sin la contribución de esta fuente de energía, nacional o extranjera, la civilización tal y como la conocemos no existiría".

Pese a ello, nota el curador, la industria de la energía es mirada con escepticismo por la opinión pública.

Muestras así y una adecuada política de comunicación, para que la opinión pública conozca a fondo el estilo de vida confortable que ofrecen los hidrocarburos, pueden cambiar esta mirada y ayudar a reconocer comprender al sector desde el comienzo. ■



# Congresos y jornadas

## Los que se fueron. Los que vendrán

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

### Los que se fueron

#### Experiencia argentina en el 20<sup>th</sup> WPC

La delegación argentina que asistió al Congreso Mundial del Petróleo (World Petroleum Congress, WPC) realizado en Doha, Qatar, en diciembre de 2011; y del que el IAPG fue representante en la Argentina y *Petrotecnia*, *media partner*, presentó su informe acerca del evento.

En efecto, el Ing. Carlos Bechelli, presidente saliente del Comité Argentino; y el Ing. Marcelo E. Rosso (gerente internacional de Exploración de Pluspetrol S.A.), en su carácter de presidente entrante, ofrecen un informe que constituye una síntesis de las actividades desarrolladas durante el evento trienal, y que pretende suministrar comentarios sobre los principales mensajes emitidos por altos ejecutivos y líderes de la industria internacional.

#### Organización del congreso

El congreso organizado por el World Petroleum Council se desarrolló bajo el lema "*Energy Solutions for All: Promoting Innovation, Cooperation and Investment*", y contó con un programa técnico dividido en cinco bloques:

- Bloque 1: Gas natural. La energía que hace una diferencia.
- Bloque 2: Nuevas fronteras y tecnologías de exploración y producción.
- Bloque 3: Desde el pozo al consumidor: innovaciones en refinería, transporte, tecnología y petroquímica de fuel.
- Bloque 4: Fuentes complementarias de energía.
- Bloque 5: Compromiso de sostenibilidad: Medio Ambiente, social, economía, educación y gobernabilidad.

Sobre cada uno de estos bloques se desarrollaron, en el transcurso de las cinco jornadas, 14 mesas redondas, 11 sesiones sobre temas de mejores prácticas, 24 foros técnicos y presentaciones de *posters* técnicos sobre cada foro.

Durante la semana, hubo 11 plenarios con la participación de los CEO y *chairmen* de las empresas internacionales líderes.

En lo que respecta a reuniones con autoridades gubernamentales, hubo sesiones con ministros y delegados de Argelia, Angola, Canadá, Cuba, Dinamarca, India, Inglaterra, Kazajistán, Kuwait, Nigeria, Noruega, Panamá, Qatar, Serbia, Surinam, Uruguay y Venezuela.

La presencia de más de 5.500 delegados, más de 100 CEO, 32 ministros y delegaciones; y 99 sesiones y 637 presentaciones técnicas, indican la relevancia de este congreso internacional, que se realiza cada tres años, y que por primera vez tuvo como sede un país de Medio Oriente. En cuanto a la convocatoria para la presentación de trabajos, fue un récord, se recibieron más de 2.000.

Sin lugar a dudas, esto constituye un evento clave para conocer el accionar de la industria, acceder a novedades tecnológicas, estrategias, tendencias y al pensamiento de los principales líderes de las compañías energéticas. Todo ello tiende a cumplir con el abastecimiento necesario de energía que requiere un mundo cada vez más demandante en la materia.

### Elección de las nuevas autoridades

Con la asistencia de representantes de los comités nacionales de 40 países, el 4 de diciembre se llevó a cabo la elección de las nuevas autoridades del World Petroleum Council, que quedó conformado de la siguiente manera:

- Presidente: Renato Tadeu Bertani (Brasil)
- Vicepresidente (VP) Senior: József Toth (Hungría)
- VP de Finanzas: John Martin (Reino Unido)
- VP de Marketing: Zhou Jiping (China)
- VP de Membresías: Pedro Baridón (Uruguay)
- VP del Programa: Tor Fjaern (Norway)
- VP de Juventud y Género: Nishi Vasudeba (India)

Para el *Congress Programme Committee Members (CPC)*, por unanimidad, se resolvió aceptar las 14 nominaciones: Milton Costa Filho (Brasil), James McFarland (Canadá), Liu Zhenwu (China), Phillippe Julien (Francia), Stefan Ernst (Alemania), Istvan Berczi (Hungría), Dependra Pathak (India), Mohammad Ali Emadi (Irán), Junichi Hatano (Japón), Jeroen Regtien (Holanda), Husain Al Sunaidi (Arabia Saudita), Slobodan Sokolovic (Serbia), Peter Newman (Reino Unido) y Eve Sprunt (Estados Unidos).

Quedó también confirmado el Comité de la Juventud como sigue: Jifeng Liang (China), András Péntek (Hungría), Garteh Lewis (Canadá), Anna Illarionova (Rusia), Melanie Oleszak (Alemania), Jaime Turazzi Naveiro (Brasil), Julien Besson (Francia), Pedro D. Baridón (Uruguay), Onur Erguder (Turquía), Abdulrahman A. Alshuhail (Arabia Saudita), Dragan Govedarica (Serbia), Julien Besson (Francia), Varsha S. More (India), Rhydian Williams (Reino Unido), Céline Rottier (España) y Peter Janiczek (Austria). Es de notar que en ninguno de los dos comités hay representación de la Argentina.

Se destacan, asimismo, otras decisiones tomadas durante la reunión: quedó aprobado el estado de cuentas 2010, el avance de gastos 2011 y el presupuesto 2012. Se aprobó el lugar de la próxima reunión del Council –la capital de Kazajistán–, el 2 de octubre de 2012.

### Plenarios y foros

La delegación argentina buscó asistir a los plenarios más trascendentales y he aquí su síntesis de los principales:

#### 1) El rol de Qatar en el paisaje energético del futuro

Se dijo que Abu Dhabi posee el 90% de las reservas de Emiratos Árabes Unidos y que debe modificar los términos contractuales en las concesiones *offshore* y habilitar a los socios extranjeros para prorrogar los contratos que terminan en 2014. Y que –según la empresa Shell– la demanda global de energía crecerá 2/3 para el año 2050; por lo tanto, con el fin de satisfacer el abastecimiento, deberán desarrollarse reservas de gas y petróleo en situaciones muy complejas y costosas. En términos de petróleo, solamente, implicaría elevar en unos 70 millones de barriles diarios la producción para abastecer la demanda. Esto equivaldría a una producción de abastecimiento adicional de la OPEP (Organización de Países Exportadores de Petróleo), sin mencionar la producción adicional necesaria para compensar la declinación. Los escenarios de Shell prevén que fuentes de energía renovables podrían abastecer el 30% de la energía global para el año 2050 comparado con sólo el 10% actual, pero que el gas, el petróleo y la energía nuclear seguirán constituyendo las 2/3 partes de la fuente de energía global en 2050. Y, a futuro, será importante ir cambiando el uso del carbón por gas.

#### 2) Soluciones para los desafíos globales de energía: seguridad jurídica, protección medioambiental y cooperación geopolítica

Para el 2030 se estima un 40% de incremento en la demanda (el equivalente a otra China y a otro Estados Unidos) es decir, se va a pasar de los 85 millones de barriles de hoy a 120 millones, por lo tanto, para satisfacer dicha demanda se requerirá de todo tipo de energía. Y que los recursos se encuentran en tres regiones: el Ártico, los márgenes atlánticos de aguas profundas (golfo de México, Cuba) y en los reservorios no convencionales.

#### 3) Teoría del “pico de petróleo”: ¿en el futuro o en el pasado?

Tanto en este plenario como en el del “pico de petróleo: ¿realidad o espejismo?”, se desdeñaron las predicciones acerca de un *peak oil* en el corto plazo, en vista de que existen muchos recursos –de hecho, se dijo que se subestima sistemáticamente el poder de la nueva tecnología, que permite localizar y producir más hidrocarburos en forma viable y económica–, aunque el problema es extraerlos en forma aceptable y sustentable. Se dijo que serán requeridas grandes inversiones, que permitan no sólo cumplir con la demanda a bajo costo, sino a la vez, minimizar el efecto climático. Las producciones de petróleo más costosas serán las del *shale oil* del Ártico, mientras se mantienen Medio Oriente y países de la OPEP con los costos de producción más baratos. De lo contrario, a los niveles de hoy, habrá suficiente petróleo para satisfacer la demanda por 34 años más y gas por 49 años. Si se agregan los recursos no convencionales, estos plazos se podrían extender a 100 y 135 años respectivamente.

Por su parte, el *offshore* en aguas profundas, antes inalcanzable técnica y económicamente, es hoy una realidad. Y en ambos plenarios se coincidió en que para las tres próximas décadas, el petróleo seguirá siendo la fuente de energía dominante.

## Foros

Cinco presentaciones orales y 14 *posters* se realizaron durante este foro. Entre ellos, “Soluciones para *stranded gas*”, cuyo *chairman* fue el argentino Marcelo Rosso, gerente internacional de Exploración de Pluspetrol. Se trató de esa fuente potencial de energía que no es utilizable por una o más razones. Los económicos juegan un papel fundamental a la hora de decidir si una *gas stream* debería hacerse producir o no. Las normas medioambientales también cumplen un papel significativo. Las reservas de *stranded gas* se hallan en yacimientos normales donde el gas ya descubierto permanece no utilizado por razones sobre todo económicas. La reserva puede estar muy remota del mercado de gas natural, y construir ductos puede ser muy caro o hallarse en una región donde la demanda de gas está saturada, y el costo de exportar el gas fuera de esa región es excesivo. También puede considerarse *stranded gas* a aquel que se encuentra en campos demasiado profundos para perforar y que, por lo tanto, resulta necesario el desarrollo de tecnología de perforación que haga posible este desarrollo. Sin dudas, la tecnología es una de las claves para resolver este problema.

Se estimó en el congreso que más del 40% de las reservas naturales del mundo (6,186 TCF) está clasificada como “*stranded*”. Algunas fuentes estiman que la demanda para productos derivados del *stranded gas* crecerá en una tasa anual del 5% y, en un escenario de precios altos del petróleo, los precios del consumo podrían aumentar incluso un 10% anual.

Respecto del *stranded gas*, la delegación argentina asistió también a las presentaciones técnicas como “Valorización de reservas de *natural stranded gas*”, “Soluciones de licuefacción, proceso para *stranded gas*”, “Innovación y tecnología, creando opciones hacia la optimización de valor: de FLNG a GTL”; “Uso comercial del *stranded gas*” o “Tecnología de hidratos de gas natural (NGH) para monetizar yacimientos pequeños a grandes y su estatus de desarrollo”.

El caso de Alaska fue puesto como ejemplo, así como el de Rusia. Fue interesante ver en este foro sobre *stranded gas* –tema que ocupó un tercio de los *posters*– las presentaciones de expertos de India, Italia, Alemania, Holanda y Japón; todos ellos países con economías fuertes y que necesitan abastecimiento energético extranjero.

En referencia a las sesiones ministeriales, la delegación argentina pudo presenciar las de Kazajistán, Uruguay, Argelia y Angola. También pudo acudir a las recepciones de los comités nacionales de Canadá, China, Japón, Estados Unidos y Uruguay.

## Comentarios finales

De entre las conclusiones que destaca la comisión conformada por los ingenieros Rosso y Beccheli, se destacan que: 1) el temor del pico de petróleo a escala mundial parece haberse alejado más allá del 2014; sin embargo, es necesario distinguir que la teoría sí se aplica para muchos países, en función de la tecnología y las medidas que adopten para ello. Y que 2) precisamente, lo que antes parecía imposible, hoy ya no lo es, y se han cambiado ciertos paradigmas, como por ejemplo que “por debajo de la sal, no hay posibilidad de obtener petróleo” y “la información sísmica es nula”, basta con ver el caso de Brasil (*pre-salt*); o que “las lutitas o *shales* no pueden ser objetivos exploratorios”; o que, antes, “bajo más de 300

m de agua era muy difícil encontrar petróleo, y que si lo hubiera, sería antieconómico”. Todos estos paradigmas fueron cambiando como resultado de un “pensamiento no convencional” llevado por la necesidad de asegurar el abastecimiento de energía.

Otras conclusiones indican que 3) Invertir en exploración no es más una opción: se ha transformado en una obligación; 4) también el invertir en educación, tecnología e innovación, que son pilares críticos que las grandes compañías toman como fundamentales.

En definitiva, este tipo de congresos abre los horizontes de una manera crucial, ya que la información técnica que se puede obtener de todas partes del mundo, de los protagonistas mundiales de la industria, es abrumadora: sólo las presentaciones técnicas diarias equivalieron a 28 horas continuas de charlas. También es invaluable la oportunidad de interactuar con líderes de las principales empresas energéticas, y esto se da en muy pocos eventos. El WPC es uno de ellos: la posibilidad de mantener entrevistas con ministros y funcionarios de primer nivel para conocer condiciones contractuales, soporte legal, plan de licitaciones en países petroleros o en vías de serlo, son oportunidades que no se presentan siempre en nuestra industria.

## Juventud

Se destacó la importancia que se dio al Comité de la Juventud del WPC (WPC Youth Committee) de apenas cinco años de existencia, que fue responsable de la organización de seis eventos internacionales que reunieron a más de 6.000 jóvenes de todo el mundo y crearon millones de *posts* en Internet con una gran variedad de tópicos relacionados con la industria.

Según Randy Gossen, presidente saliente del WPC, “La juventud es un factor crítico en la sustentabilidad de nuestra industria: involucrar a los jóvenes en el diseño de soluciones energéticas a futuro es crítico... Creemos que los jóvenes son la industria, son nuestros voceros más importantes y estos deben estar incluidos en el armado de nuestro futuro, y no ser sus simples herederos. Invirtiendo en ellos ahora, aseguramos beneficios para todos, en el largo plazo, producto de sus innovaciones”.

Participaron por la Argentina dos estudiantes, Silvia Eirin y Mauro Palavecino, ambos trabajaron como voluntarios en la organización del Congreso. Una nota baja: si bien el Comité Argentino desde el IAPG envió numerosas invitaciones a las compañías de energía locales, no obtuvo respuesta positiva para enviar candidatos al Programa de Estudiantes del WPC.

Otra nota baja es que tal vez por desconocimiento, también se notó la ausencia de representantes de la industria argentina (sólo cuatro delegados), en contraposición con las más numerosas representaciones de Brasil, Colombia, México, Perú, Uruguay y Venezuela. Tampoco se registró una actividad argentina dentro de las Comisiones Técnicas ni del Council, donde se analizan tendencias y se emiten informes de energía y técnico-económicos, importantes para el planeamiento estratégico y el uso racional de la energía. Ya en el WPC del 2005 (Sudáfrica) se había incluido fuertemente en el programa técnico el tema de los recursos no convencionales, que cinco años más tarde adquiere relieve en la Argentina.

La próxima edición del WPC, será en el 2014 en Moscú, Rusia.

## 1.º Congreso Internacional del Agua

Se realizó con gran convocatoria el 1.º Congreso Internacional del Agua, en Potrero de los Funes, San Luis. Organizado por San Luis Agua S. E., y ante más de 650 acreditados, se inició en coincidencia con el Día Mundial del Agua, el 1.º Congreso Internacional del Agua a los disertantes. Los visitantes eran de origen nacional e internacional. Todos coincidieron en promover aspectos de conservación, planificación y manejo de este recurso fundamental como es el agua; y distintas acciones que puedan favorecer la elaboración de alimentos con menos agua.

Durante las exposiciones, se destacaron ideas como que “la Argentina es el cuarto país exportador de agua del mundo, y el 65% de los productos que consumen en Europa son hechos con agua exportada”.

## Los que vendrán

Como ya se viene informando, para 2012 el IAPG prepara importantes congresos dedicados a la industria, que se destacarán tanto a nivel regional como internacional debido a la calidad de sus contenidos, empresas expositoras y profesionales:

### El Congreso Latinoamericano y del Caribe de Perforación



El ámbito de la perforación se tratará de manera exhaustiva del 7 al 10 de agosto cuando en Buenos Aires tenga lugar el Congreso Latinoamericano y del Caribe de Perforación, Terminación, Reparación y Servicio de Pozos, organizado por el IAPG y por la Asociación Regional de Empresas del Sector Petróleo, Gas y Biocombustibles en Latinoamérica y el Caribe (ARPEL). Se espera que la actividad en yacimientos no convencionales –*tight sands, shale gas*– sea la estrella de los temas tratados en este evento, que también buscará aportar una respuesta a la necesidad de crecientes conocimientos demandados por la actividad, en yacimientos tradicionales, ante la presencia de destacados profesionales de toda América Latina.

### El 3.º Congreso Latinoamericano y del Caribe de Refinación

También la actividad centrada en la refinación tendrá su momento del 30 de octubre al 2 de noviembre de 2012, en el 3.º Congreso Latinoamericano y del Caribe de Refinación, también organizado por el IAPG y por ARPEL. La sede será el Hotel Sheraton de Buenos Aires, y allí se tratarán los nuevos desafíos que se presentan a los profesionales involucrados con este importante segmento del *downstream*.



## La Argentina Oil&Gas Patagonia, en Comodoro Rivadavia

Por su parte, la Argentina Oil&Gas Patagonia tendrá una nueva edición en Comodoro Rivadavia, en el mes de diciembre. Una vez más, la cuenca Austral, que alberga la actividad de numerosas empresas –operadoras, de servicios, proveedores, etc.– será protagonista de esta muestra, en la que se fomenta un ámbito propicio para el intercambio de experiencias, contactos y negocios.



## La World Gas Conference, en Malasia

A nivel internacional, el sector del gas tendrá su máxima cita del 4 al 8 de junio, en Kuala Lumpur, Malasia; donde se celebrará la World Gas Conference (WGC2012) de la cual *Petrotecnica* es *media partner*. También llamado “Los juegos olímpicos de la industria del Gas”, este evento convoca cada tres años a los protagonistas de esta industria de todo el mundo. Está organizada por la International Gas Union (IGU, de cuyo Comité Ejecutivo el IAPG es miembro), y se presenta con el lema “Gas, un futuro crecimiento global sostenible” y se espera la presencia de más de 10.000 profesionales de la industria, 500 panelistas internacionales, 200 medios de prensa y 200 empresas exhibidoras.

Más información: <http://www.wgc2012.com>



## La Conferencia Internacional LNG17

La organización del congreso LNG17 sobre gas natural licuado, del que *Petrotecnica* es *media partner*, hizo el llamado final para presentar trabajos a la conferencia, que se realizará en Houston del 16 al 19 de abril de 2013.

Pensada exclusivamente para el sector de gas licuado, LNG17 será un evento estratégico tecnológico y comercial para profesionales expertos y comprometidos. Se espera la visita de más de 5.000 profesionales y de 10.000 hombres de negocios provenientes de 80 países, además de una zona de exposición de 200.000 m<sup>2</sup>. LNG17 cuenta con el patrocinio de la Unión Internacional del Gas (IGU), el Instituto Tecnológico del Gas (GTI) y del Instituto Internacional de Refrigeración (IIR). Como anfitriona, está la Asociación Americana de Gas (AGA).



## World Engineering Forum 2012

El Foro Mundial de Ingeniería (World Engineering Forum, WEF) invita al congreso que llevará a cabo del 17 al 21 de septiembre en Liubliana, Eslovenia.

Destinado a ingenieros, políticos, investigadores y empresarios de todo el mundo, se buscará el intercambio de opiniones y experiencias sobre la construcción sostenible de edificios e infraestructura, uno de los mayores desafíos del siglo XXI. Se dedicará un programa especial para Ambiente urbano y de ciudades, gestión del riesgo y jóvenes ingenieros.

Más información: [www.wef2012.si](http://www.wef2012.si)

# NOVEDADES DE LA INDUSTRIA

## Morken, por el aprovechamiento de la electricidad disipada

Morken se preocupa por el desperdicio de energía. Según la empresa, hoy en la Argentina, en el sistema de transporte de gas se disipa energía al reducir presiones; “el total de energía que puede ser aprovechada es equivalente a la generada por la Central Eléctrica Güemes”, asegura. Explica que por ello se ha asociado con Langson Energy, cuyos sistemas de generación están desarrollados de modo de no generar riesgo sobre la prestación del servicio de transporte y distribución.

Estos equipos, por su diseño robusto y su tecnología de tornillos helicoidales, son capaces de absorber en forma eficiente variaciones de flujo y condiciones operativas sin riesgos de falla significativos. Al mismo tiempo, la instalación de los equipos se hace de manera tal que se pueda constituir una rama de regulación adicional, diseñada en cascada con las ya existentes. De este modo, ante cualquier funcionamiento irregular, el flujo se desplazará a las ramas paralelas. Esta condición y la de sumar capacidad de regulación hacen que se manejen riesgos menores a los de los sistemas vigentes, lo que aumenta la confiabilidad, y supera el requerimiento del indicador de calidad de servicio referido a disponibilidad de ramas de regulación de reserva.

La firma Langson Energy, dueña de las patentes, es con quien Morken se asocia para construir estos equipos generadores de energía eléctrica que aprovecha la energía que está siendo desperdiciada para producir electricidad (entre 250 kW y 5 MW de potencia por equipo, capacidad que puede extenderse en forma modular instalando equipos en paralelo). De este modo, convierte energía disipada en el aire en energía útil, sin generar contaminantes y a un costo más bajo que el de otras fuentes de energía alternativas como la eólica o la solar.

El acuerdo entre Morken y Langson Energy consiste en que cuando el mercado esté desarrollado, se fabriquen estos equipos en el país, para su uso a nivel nacional y para atender el



mercado externo que puede aportar a la Argentina un ingreso de cinco millones de dólares por año, exportando a los países del Mercosur y América Latina.

## Premio para Sener

Enrique de Sendagorta Aramburu, fundador y presidente de honor del grupo de ingeniería y tecnología Sener, recibió en marzo el Premio Nacional a la Trayectoria Innovadora dentro de los Premios Nacionales de Innovación y Diseño 2011, los galardones españoles más relevantes que se otorgan como reconocimiento a empresas y profesionales que se han destacado por su trayectoria en el campo del diseño y de la innovación.

De manos de la reina Sofía de España, se le entregó la distinción en un acto celebrado en la Alhóndiga de Bilbao, al que también han asistido la secretaria de Estado de I+D+i, Carmen Vela; y otras autoridades del País Vasco así como representantes del mundo académico, del diseño y de la empresa.

Sener fue fundado por de Sendagorta en 1956, en Bilbao, como una empresa de ingeniería dedicada a proyectos navales. Luego se diversificó en ingeniería espacial, diseño de plantas de procesos industriales, sector petroquímico, ingeniería civil y aeronáutica.



## Créditos para I+D, desarrollo y modernización tecnológica

La Agencia Nacional de Promoción Científica y Tecnológica, dependiente del Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva, abrió una nueva convocatoria para la adjudicación de créditos de hasta cinco millones de pesos para proyectos de mejora de la competitividad empresarial. El instrumento, denominado CRE+CO 2012 que administra el Fondo Tecnológico Argentino (FONTAR), promueve el financia-





miento de proyectos de investigación, desarrollo tecnológico o modernización tecnológica, de empresas productoras de bienes y servicios radicadas en el país.

El monto mínimo de crédito solicitado no podrá ser inferior a un millón de pesos ni exceder los cinco millones de pesos y en ningún caso deberá superar hasta el 80% del costo total del proyecto. Los créditos –de devolución obligatoria– se concederán a tasa fija, en pesos y con un costo del 9% anual.

Serán consideradas aquellas propuestas orientadas a: desarrollar tecnología a escala piloto o prototipo, producir conocimientos aplicables a una solución tecnológica cuyo desarrollo alcance una escala de laboratorio o equivalente, innovar sobre procesos o productos a escala piloto o prototipo, modificar procesos productivos que impliquen esfuerzos de ingeniería, transformar o mejorar tecnologías de productos o procesos, introducir tecnologías de gestión de la producción que potencien la competitividad, desarrollar la tecnología necesaria para avanzar de la etapa piloto a la industrial, adquirir nuevos equipos tecnológicos para la producción, incorporar tecnología de la información y la comunicación al proceso; e implementar sistemas de calidad.

Podrán acceder al crédito aquellas empresas que no superen 300 millones de pesos de facturación anual.

Más información: [www.agencia.gov.ar](http://www.agencia.gov.ar)

## ABB: celdas de media tensión para Valentín Alsina

ABB, compañía dedicada a tecnologías eléctricas y de automatización, anunció la puesta en funcionamiento de su nueva línea de producción de celdas de media tensión para distribución secundaria de energía, en su planta de la localidad bonaerense de Valentín Alsina. El proyecto demandó una inversión de un millón de dólares para adecuar la infraestruc-



tura de la nave e incorporar tecnología de punta que permita la tecnificación del proceso productivo. Así, la empresa prevé incrementar la eficiencia en el proceso de fabricación y aumentar considerablemente la capacidad de producción de celdas secundarias aisladas en aire.

Estas celdas están diseñadas para atender las necesidades del mercado inmobiliario (*shoppings*, bancos, hospitales, etcétera), de infraestructura (aeropuertos, plantas de agua) y de distribución pública. Las celdas de ABB ofrecen a los usuarios una amplia gama de unidades funcionales de sencilla instalación que satisfacen las necesidades de distribución y garantizan la seguridad de las personas, la continuidad del servicio y el cuidado medioambiental.

## YPF fue anfitrión del concurso Imperial Barrel Award 2012

La Universidad Simón Bolívar de Venezuela ganó la edición latinoamericana del Imperial Barrel Award (IBA), el prestigioso concurso internacional de geología y geofísica que organiza la American Association of Petroleum Geologists (AAPG). YPF fue el anfitrión del certamen que por primera vez se realizó en la Argentina.

Desde su primera edición en 2007, el IBA convoca a prestigiosas universidades y cuenta con el auspicio de las principales compañías del sector de hidrocarburos a nivel mundial. El certamen se desarrolla por ediciones regionales en todo el mundo, y los ganadores clasifican para la final que se realiza en los Estados Unidos.

Durante la jornada en la Torre YPF de Puerto Madero, los equipos conformados por universitarios de las carreras de geología y geofísica provenientes de la Argentina, Brasil, Colombia y Venezuela presentaron y defendieron ante el jurado de expertos un proyecto de investigación petrolera, desarrollado en tan sólo ocho semanas a partir del análisis y la interpretación de un set de datos reales, provistos por la organización del certamen.

El jurado estuvo integrado por especialistas en la industria petrolera: Patricio Marshall, presidente de la Asociación Argentina de Geólogos y Geofísicos de Petróleo; Ricardo Manoni, geólogo de YPF; Patricio Malone, gerente de Geociencias de Pluspetrol; y Daniel Trumpy, gerente de Exploración de Gran Tierra Energy Argentina. El equipo ganador resultó el de la Universidad Simón Bolívar que, de esta manera, se clasificó para participar, junto con los ganadores de las demás regiones, en la final del IBA, en Long Beach, California.

## APC y Schneider Electric: ahorro energético en los centros de datos

APC, a través de Schneider Electric, recomienda diferentes métodos para lograr que los centros de datos sean más eficientes energéticamente, ahorren y contribuyan así a la sustentabilidad. Dentro del sector IT, los centros de datos son una variable que debe ser analizada a través de diferentes herramientas para lograr una mayor eficiencia. Actualmente, estos centros representan el 2% del consumo de la energía mundial y son un segmento de rápido crecimiento. Por ello el consumo de energía y la eficiencia energética son las prioridades a nivel mundial para los operadores, diseñadores y constructores de centros de datos; el desafío radica en lograr niveles de disponibilidad adecuados y reducir pérdidas.



Algunos de los métodos que APC aconseja, entre otras cosas, son: mantener apagado todos aquellos equipos que no se usen, para evitar el uso innecesario de energía; implementar la configuración basada en pasillo caliente/pasillo frío de los racks; poner a punto sistemas redundantes contemplando niveles de eficiencia para una carga parcial y no total como suele hacerse, así como el uso de herramientas para la gestión de capacidad.

Estas y otras medidas y herramientas dentro de los centros de datos, afirma APC, pueden ser tenidas en cuenta a la hora de lograr un uso más eficiente de la energía.

## Se construirá en el país un centro de I+D

El ministro de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva, Lino Barañao, formó parte del acto en el que se descubrió la piedra fundamental del centro de innovación y desarrollo que la empresa 3M construirá próximamente en el partido de Escobar. El centro estará dedicado a brindar soluciones tecno-



lógicas y a ensayar nuevas tecnologías. Será el primero en su tipo en la Argentina. En la ceremonia también participaron el intendente de la localidad, Sandro Guzmán; y el presidente de 3M en la Argentina, Ignacio Stegmann.

Durante la jornada, Barañao mantuvo, además, una reunión de trabajo con el directorio regional de la empresa, en la que se discutieron las perspectivas y políticas nacionales en materia de ciencia, tecnología e innovación.

## 3M presenta una línea de filtros de privacidad

Esta nueva línea se trata de filtros especiales para pantallas de computación y telefonía personal –notebooks, netbooks, smartphones y monitores LCD– que permiten que únicamente el usuario del dispositivo pueda ver la información en la pantalla, protegiéndola de miradas curiosas, además de rasguños, rayaduras y otros daños.

La tecnología de Micro-Persianas de 3M, presente en los filtros de privacidad, otorga un alto nivel de privacidad, sin sacrificar claridad. Asimismo, los protectores incorporan una tecnología de bordes limpios lo que ayuda a recolectar el polvo y suciedad de la pantalla para facilitar la limpieza del dispositivo. Además, cuentan con un adhesivo libre de residuos que permite la fácil remoción.



## Adjudican a CH2M Hill una consultoría en el Mundial 2022

En 2022, la Copa Mundial de la FIFA de fútbol se realizará, por primera vez en la historia de los mundiales, en Medio Oriente: en Qatar. Y las autoridades qataríes ya han designado a la empresa CH2M HILL, compañía de servicios de ingeniería, consultoría, gestión de programas, diseño, construcción y operaciones, como consultora. En efecto, el Comité Supremo de Qatar tiene como responsabilidad directa la construcción de las instalaciones deportivas, lo que incluye los estadios y los sitios de entrenamiento, además de grandes obras de infraestructura tales como el Nuevo Aeropuerto Internacional de Doha y la propuesta de la red de subterráneos nacional. Tras un concurso de licitación, ha salido elegida CH2M Hill, que además continuará por dos años después del torneo, para garantizar la implementación de los compromisos asumidos por el Comité

Supremo de Qatar 2022.

CH2M HILL cuenta con 30.000 empleados y más de 300 oficinas en todo el mundo, y tiene un área designada para 2.000 empleados en Medio Oriente, de los cuales 200 tienen sede en Qatar. El trabajo del equipo de gestión del programa comenzó en febrero último.

## Primera Carrera Ambiental de Buenos Aires

El domingo 17 de junio a las 10 se llevará a cabo en la Costanera Sur la 1.ª Carrera Ambiental de Buenos Aires. En efecto, coincidiendo con el Día Mundial de la Lucha contra la Desertificación y la Sequía, se realizará a beneficio de Mi Ciudad Sustentable, el programa de educación ambiental de CICODI Asociación Civil (Centro de Integración, Cooperación y Desarrollo Internacional) que brinda herramientas y acciones concretas para el cuidado del Medio Ambiente y el desarrollo local.

La iniciativa busca concienciar sobre el cuidado del Medio Ambiente a través de una actividad deportiva y solidaria que permitirá difundir acciones individuales y colectivas que todos podemos implementar, con el objeto de construir una cultura más responsable con nuestro Ambiente. La carrera está orientada tanto a corredores profesionales y *amateurs* como a personas e instituciones comprometidas con la causa ambiental. El recorrido será de 6 km, y durante el evento se realizarán diferentes actividades vinculadas a la sensibilización y concientización: ECO-Carpa; Feria de ONG ambientales, circuitos de carpas saludables, etc. También se podrá participar en bicicleta en el parque cerrado de la Subsecretaría de Deportes de la Ciudad de Buenos Aires.

Al finalizar la carrera, se entregará a los participantes un árbol, como símbolo de haber alcanzado la meta de colaborar con un Ambiente más sano y una comunidad más consciente. Más información: [www.cicodi.org](http://www.cicodi.org) o [www.humanplay.com.ar](http://www.humanplay.com.ar).

Mi Ciudad Sustentable aborda temáticas medioambientales vinculadas al cuidado del agua, al uso racional de la energía, los residuos, al cuidado de los recursos naturales y al cambio climático. Ha sido galardonado por el VI.º Congreso Iberoamericano de Educación Ambiental (2009), premiado por el Concurso del Laboratorio Bayer "Tu Huella Climática" (2010) y seleccionado por el Congreso Internacional de Educación del Agua "Sustaining the Blue Planet" como programa de innovación educativa (2011).

## Emerson Network Power integra sus servicios globales

Emerson Network Power, compañía de Emerson especializada en la protección y optimización de la infraestructura crítica, anunció que Frank Bibens supervisará la unificación de sus organizaciones de servicios. Para los clientes de Emerson Network Power con *data centers*, redes y otros espacios críticos de todo el mundo, esto representa un paso adelante a la hora de proporcionar coherencia de servicio, informes y evaluaciones en todos los espacios críticos, además de un contacto más sencillo. También supone adelantarse al ofrecer de manera

uniforme la gran variedad de servicios de Emerson Network Power en todo el mundo, servicios que abarcan toda la cadena de energía crítica, desde la red eléctrica hasta el *chip*.

Bibens estará a cargo de más de 2.800 ingenieros de campo locales en más de 260 centros. Los ingenieros locales dan servicio a más de 35.000 clientes de 70 países con servicios que respaldan una instalación durante toda su vida útil. Entre los entornos críticos admitidos se incluyen: *data centers*, instalaciones industriales, redes de telecomunicaciones y centros sanatorios.



### Profesionales & consultores

	<b>Desarrollo de Yacimientos</b> <b>Exploración</b> <b>Análisis de Economía y Riesgos</b> <b>Auditoría y Certificación de R&amp;R</b>
El mejor asesoramiento para sus proyectos y negocios de E&P	
Incluidos en el Registro de Auditores y Certificadores de Reservas de la Secretaría de Energía	
<b>Alejandro Gagliano</b> 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 <a href="http://www.gigaconsulting.com.ar">www.gigaconsulting.com.ar</a>
<b>Hugo Giampaoli</b> hgiampaoli@gigaconsulting.com.ar	

### Promocione sus actividades en **Petrotecnia**

Los profesionales o consultores interesados podrán contratar un módulo y poner allí sus datos y servicios ofrecidos.

Informes: Tel.: (54-11) 5277-4274 Fax: (54-11) 4393-5494  
E-mail: [publicidad@petrotecnicia.com.ar](mailto:publicidad@petrotecnicia.com.ar)

# NOVEDADES DEL IAPG

## Ingeniería de reservorios para recursos no convencionales: nuevo curso del IAPG

Acorde con la actualidad energética mundial y al vuelco mundial a la producción de los reservorios no convencionales (de baja permeabilidad), surge la necesidad de ofrecer a los profesionales mejores herramientas y el conocimiento necesarios para realizar pronósticos de producción y estimación de reservas en reservorios no convencionales y de compartir experiencias probadas al respecto.

Es por ello por lo que el IAPG impartirá, del 25 al 29 de junio próximos, el curso "Aspectos de la ingeniería de reservorios relacionados a los recursos no convencionales", dictado por el Dr. John Lee, profesor de Ingeniería del Petróleo y Gas en la Universidad de Houston.

El curso estará dirigido a ingenieros, geocientíficos y otros profesionales con experiencia en la industria, aunque no necesariamente en este tipo de yacimientos, que estén interesados en la evaluación de gas y petróleo en yacimientos no convencionales.

### La importancia de los no convencionales

El boom de los recursos no convencionales desde 2011 en el país, con anuncios referidos al descubrimiento de importantes recursos de gas y petróleo no convencionales, ha conmovido los cimientos de la industria en la Argentina. Su posible explotación podría modificar la tendencia a la caída de las reservas en el país y en la región, cuya característica es la de yacimientos maduros. La explotación de estos recursos aún es joven en el mundo, por ahora la experiencia comprobada proviene sobre todo de los Estados Unidos. Ello hace sumamente interesante y pertinente el poder intercambiar experiencias con profesionales y académicos que se han dedicado a los recursos no convencionales durante la última década.

Teniendo en cuenta las inquietudes sobre esto que comienzan a surgir en la Argentina y los posibles escenarios futuros, el IAPG ofrece un curso que será del interés de los profesionales locales.

El curso se desarrollará sobre un eje que comenzará por el panorama de los recursos no convencionales (cálculo de reservas, normativa vigente, análisis económico del desarrollo de estos recursos), el pronóstico de producción, modelos de declinación de producción, métodos estadísticos para el cálculo de reservas probadas no desarrolladas en yacimientos de petróleo y gas, etcétera.

El curso se desarrollará en la sede central del IAPG, en la calle Maipú 639 de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, y se dictará en inglés, con traducción simultánea al español. El material que se entregará está escrito en inglés.

John Lee es licenciado en Ingeniería Química, ha realizado una maestría en Ciencias y tiene un Doctorado en Ingeniería



Química (PhD) por el Georgia Institute of Technology.

Trabajó 15 años en la compañía ExxonMobil, liderando grupos de estudio de reservorios y se integró al cuerpo docente de la Universidad Texas A&M en 1977. Mientras se desempeñaba en esa universidad, de 1980 a 1999 trabajó en la consultora de ingeniería de petróleo y gas S.A. Holditch & Associates, donde se especializó en los aspectos de la ingeniería de reservorios relacionados a la baja permeabilidad en reservorios de gas. Ha sido también profesor investigador en Ingeniería en la Comisión de Valores de Estados Unidos (U.S. Securities and Exchange Commission, SEC) desde octubre de 2007 hasta diciembre del 2008; desde ese cargo, coordinó los aspectos técnicos de la modernización de las normas relativas a los informes de petróleo y gas de la SEC.

Hoy posee el título honorífico otorgado por la Facultad Cullen (Cullen Distinguished University Chair) y es profesor de Ingeniería del Petróleo y Gas en la Universidad de Houston. En el acto de aceptación, las autoridades de esa casa de altos estudios lo definieron como "el académico de Ingeniería en Petróleo más conocido en los Estados Unidos, respetado en el ámbito universitario, por la comunidad de ingenieros y por los directorios de todas las compañías petroleras".

Hasta septiembre del 2011, detentó el L. F. Peterson Endowed Chair (cargo otorgado a docentes de excelencia) y fue al mismo tiempo profesor titular de la carrera de Ingeniería del Petróleo y Gas en la Universidad Texas A&M. Ha recibido varios premios de la Society of Petroleum Engineers (SPE) que incluyen la Medalla Anthony Lucas, la Medalla DeGolyer y la Afiliación Honoraria. De hecho, desde 2001 es miembro honorario de la AIME/SPE, el más alto reconocimiento que otorga esa sociedad. Además, es miembro de la Academia Nacional de Ingeniería de los Estados Unidos de Norteamérica y de la Academia Rusa de Ciencias Naturales. Ha realizado numerosas publicaciones y presentaciones acerca de regulaciones sobre gas y petróleo y estimaciones y predicciones de producción en reservas de gas no convencional.

Más información: [www.iapg.org.ar](http://www.iapg.org.ar)



## La Seccional Comahue lanza su actividad 2012

La Comisión Directiva del IAPG Comahue dio el paso inicial para una poblada agenda para 2012, en una reunión que convocó a una numerosa asistencia.

En efecto, tras un breve repaso de lo acontecido en 2011, las autoridades presentaron el cuadro de situación tanto administrativo como financiero. Además, se anunció la serie de



objetivos y de actividades que se esperan para el presente año en nuestra industria.

A su turno, los presidentes de las cinco subcomisiones activas anunciaron también sus planes de acción para todo el año, los cuales fueron analizados, discutidos y comentados.

Al finalizar la reunión, los asistentes disfrutaron de una cena de camaradería en las instalaciones cercanas del Hotel Del Comahue, por invitación de cuatro de las empresas asociadas.



## Cursos

### Mayo

#### Introducción a la Corrosión 1

Instructores: *M. L. Romero Oneto, A. Burkart, C. Navia, E. Sfreddo, B. Rosales y A. Keitelman*

Fecha: 9 al 11 de mayo. Lugar: Buenos Aires

#### Calidad de Gases Naturales (Incluye GNL)

Instructor: *F. Nogueira*

Fecha: 14 y 15 de mayo. Lugar: Buenos Aires

#### Gestión de Integridad de Ductos

Instructores: *D. Falabella, M. P. Martínez y E. Carzoglio*

Fecha: 16 al 18 de mayo. Lugar: Buenos Aires

#### Protección Anticorrosiva 1

Instructores: *S. Río, C. Delosso, R. D'Anna y D. Molina*

Fecha: 29 de mayo al 1 de junio. Lugar: Buenos Aires

### Junio

#### Seminario de la Industria del Petróleo y del Gas y su Terminología en Inglés

Instructor: *F. D'Andrea*

Fecha: 1 y 8 de junio. Lugar: Buenos Aires

#### Mediciones de Gas Natural

Instructor: *M. Zabala*

Fecha: 6 al 8 de junio. Lugar: Buenos Aires

#### Protección Anticorrosiva 2

Instructores: *E. Carzoglio, F. Ernst, C. Flores y J. Ronchetti*

Fecha: 12 al 15 de junio. Lugar: Buenos Aires

#### Introducción a la Industria del Gas

Instructores: *C. Casares, J. J. Rodríguez, B. Fernández, E. Fernández y O. Montano*

Fecha: 12 al 15 de junio. Lugar: Buenos Aires

#### Eficiencia Energética en Industrias de Proceso

Instructoras: *Andrea Heins y Silvia Toccaceli*

Fecha: 18 y 19 de junio. Lugar: Buenos Aires

#### Decisiones Estratégicas en la Industria del Petróleo y del Gas

Instructor: *G. Francese*

Fecha: 21 y 22 de junio. Lugar: Buenos Aires

#### Reservoir Engineering Aspects of Unconventional Gas

Instructor: *J. Lee*

Fecha: 25 al 29 de junio. Lugar: Buenos Aires

#### Introducción a la Corrosión 2

Instructores: *W. Müller, A. Burkart y M. Barreto*

Fecha: 27 al 29 de junio. Lugar: Buenos Aires

## Julio

### Introducción a los Registros de Pozo Abierto

Instructor: *A. Khatchikian*  
 Fecha: 2 al 6 de julio. Lugar: Buenos Aires

### Introducción a la Industria del Petróleo

Instructores: *B. Ploszkiewicz, A. Liendo, M. Chimienti, P. Subotovsky y A. Cerutti*  
 Fecha: 2 al 6 de julio. Lugar: Buenos Aires

### RBCA - Caracterización y Acciones Correctivas Basadas en el Riesgo

Instructor: *A. Cerutti*  
 Fecha: 10 y 11 de julio. Lugar: Buenos Aires

### Plantas de Regulación de Gas Natural

Instructor: *M. Zabala*  
 Fecha: 12 y 13 de julio. Lugar: Buenos Aires

### Ingeniería de Oleoductos y Poliductos Troncales.

### Fundamentos de Diseño Conceptual, Operación y Control

Instructor: *M. Di Blasi*  
 Fecha: 30 de julio al 3 de agosto. Lugar: Buenos Aires

## Agosto

### Inyección de Agua. Predicciones de Desempeño y Control

Instructor: *W. M. Cobb*  
 Fecha: 6 al 10 de agosto. Lugar: Buenos Aires

### Métodos de Levantamiento Artificial

Instructores: *F. Resio y P. Subotovsky*  
 Fecha: 13 al 17 de agosto. Lugar: Buenos Aires

### Introducción al Project Management. Oil & Gas

Instructores: *N. Polverini y F. Akselrad*  
 Fecha: 22 al 24 de agosto. Lugar: Buenos Aires

### Evaluación de Proyectos 1. Teoría General

Instructor: *J. Rosbaco*  
 Fecha: 27 al 31 de agosto. Lugar: Buenos Aires

## Septiembre

### Interpretación Avanzada de Perfiles

Instructor: *A. Khatchikian*  
 Fecha: 3 al 7 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

### Términos Contractuales y Fiscales Internacionales en E&P

Instructor: *C. Garibaldi*  
 Fecha: 10 y 11 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

### Protección Contra Descargas Eléctricas y Puesta a Tierra

Instructor: *D. Brudnick*  
 Fecha: 13 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

### Documentación de Ingeniería para Proyectos y Obras

Instructor: *D. Brudnick*  
 Fecha: 14 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

### Negociación, Influencia y Resolución de Conflictos

Instructor: *C. Garibaldi*  
 Fecha: 13 y 14 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

### Ingeniería de Reservorios

Instructor: *J. Rosbaco*  
 Fecha: 17 al 21 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

### NACE CIP1 – Inspector de Revestimientos Nivel 1

Instructores: *J. A. Padilla y M. A. Moreno*  
 Fecha: 24 al 29 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

### Sistemas de Telesupervisión y Control Scada

Instructor: *S. Ferro*  
 Fecha: 27 y 28 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

## Octubre

### Evaluación de Perfiles de Pozo Entubado

Instructor: *A. Khatchikian*  
 Fecha: 9 al 12 de octubre. Lugar: Buenos Aires

### Taller para la Unificación de Criterios para la Evaluación de Reservas

Instructor: *J. Rosbaco*  
 Fecha: 15 y 16 de octubre. Lugar: Buenos Aires

### Factores Económicos de la Industria del Petróleo

Instructor: *A. Cerutti*  
 Fecha: 17 al 19 de octubre. Lugar: Buenos Aires

### Procesamiento de Gas Natural

Instructores: *C. Casares, P. Boccardo, P. Albrecht, M. Arduino, J. L. Carrone, E. Carrone y M. Esterman*  
 Fecha: 17 al 19 de octubre. Lugar: Buenos Aires

### Project Management Workshop. Oil & Gas

Instructores: *N. Polverini y F. Akselrad*  
 Fecha: 22 al 24 de octubre. Lugar: Buenos Aires

## Noviembre

### NACE CP1–Programa de Protección Catódica 1. Ensayista de Protección Catódica

Instructores: *H. Albaya y G. Soto*  
 Fecha: 5 al 10 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

### NACE CP2 – Programa de Protección Catódica 2. Técnico en Protección Catódica

Instructores: *H. Albaya y G. Soto*  
 Fecha: 12 al 17 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

### Ingeniería de Reservorios de Gas

Instructor: *J. Rosbaco*  
 Fecha: 19 al 23 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

### Taller de Análisis Nodal

Instructores: *P. Subotovsky y F. Resio*  
 Fecha: 27 al 30 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

## Diciembre

### Evaluación de Proyectos 2. Riesgo, Aceleración y Mantenimiento-Reemplazo

Instructor: *J. Rosbaco*  
 Fecha: 3 al 7 de diciembre. Lugar: Buenos Aires



International  
Bonded Couriers

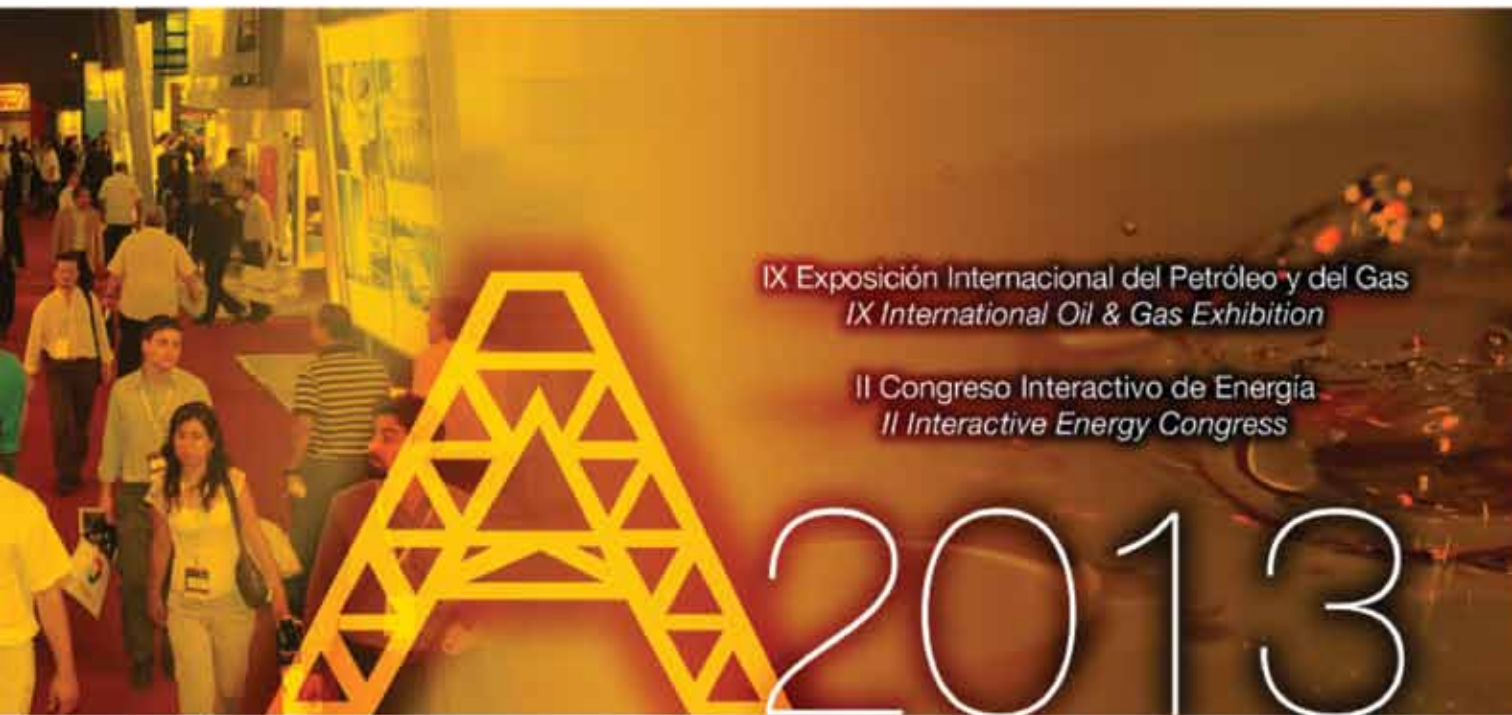
- Courier Internacional y Nacional
- Cargas Aéreas y Marítimas
- Servicio Puerta a Puerta

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

iAPG

**A**AOG  
VOC  
ARGENTINA  
OIL & GAS  
EXPO 2013

**cie**  
CONGRESO  
INTERACTIVO DE  
ENERGÍA 2013  
EMERCEJ 2013  
ASOCIACIÓN DE  
COMERCIALIZADORES



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

II Congreso Interactivo de Energía  
*II Interactive Energy Congress*

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

El **futuro** es hoy

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

[www.aog.com.ar](http://www.aog.com.ar)

Organización



INSTITUTO ARGENTINO  
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

Av. Córdoba 632 Piso 11º · C1054AAS Buenos Aires · Argentina  
Tel. +54 11 4322 5707 · Fax. +54 11 4322 0916 · [aog@uniline.com.ar](mailto:aog@uniline.com.ar)

Comercialización y  
Realización Integral



**Uniline**  
Exhibitions S.A.

# NOVEDADES DESDE HOUSTON

## Se extiende el plazo para la becas del IAPG Houston

Las autoridades del IAPG Houston han extendido el plazo para postularse a las becas "2012 Claudio Manziolillo IAPG Houston Scholarships". La nueva fecha de cierre para inscribirse a las becas es el 31 de junio de 2012. De manera correlativa, se extendió el plazo para anunciar los ganadores, ahora será el 10 de agosto de 2012.

Este año, el IAPG Houston cumple 10 años de existencia y pone especial énfasis en respaldar a los profesionales argentinos de la industria para que puedan perfeccionarse en las universidades estadounidenses.

El Programa de Becas está dirigido a profesionales argentinos que planeen cursar o ya se encuentren cursando carreras de postgrado en los Estados Unidos para las carreras de Ingeniería del Petróleo, Ciencias de la Tierra (Geología y Geofísica) e Ingeniería del Medio Ambiente, aplicadas a la industria del petróleo y del gas.

En ambos casos los solicitantes deben ser ciudadanos argentinos, con un mínimo de un año de experiencia en la industria. Vale aclarar que si bien se favorecerá a los postulantes que cumplan esto último, no es un requisito excluyente, por lo tanto, podrán participar aquellos interesados que posean una experiencia laboral menor.



El monto de la beca para futuros estudiantes es de 10.000 dólares por año y, además, un pasaje de ida y vuelta entre Buenos Aires y la ciudad donde se encuentre la universidad, donado por United Airlines.

La beca para los estudiantes que ya están cursando en los Estados Unidos es de 5.000 dólares anuales y no incluye pasaje en avión. En ambos casos, el monto total de la beca se destinará a la matrícula universitaria.

El beneficio para futuros estudiantes será otorgado una vez que el alumno preseleccionado haya sido aceptado en una universidad de los Estados Unidos para el programa que se inicia en agosto de 2012. Por otra parte, la beca para aquellos estudiantes que ya están cursando en los Estados Unidos se otorgará para el curso académico que comienza en agosto del 2012.

Toda la documentación requerida deberá ser enviada antes de la nueva fecha de cierre del concurso, el 31 de junio de 2012. Los términos y condiciones, así como el formulario de solicitud e información adicional están disponibles en: [www.iapghouston.org](http://www.iapghouston.org) y [scholarship@iapghouston.org](mailto:scholarship@iapghouston.org)

## 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](http://www.foroiapg.org.ar)



# Convocatoria a Asamblea General Ordinaria

De acuerdo con lo dispuesto en el Art. 36° del Capítulo V del Estatuto del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, la Comisión Directiva tiene el agrado de invitar a usted a la Asamblea General Ordinaria que tendrá lugar el día 24 de mayo de 2012, a las 10.00 horas, en su Sede de la calle Maipú 639, 4.º piso (Auditorio "Ing. Egon Ostry"), Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

## Orden del día

1. Consideración de la Memoria y Balance del Ejercicio comprendido entre el 1° de enero y el 31 de diciembre de 2011 y del Informe de la Comisión Revisora de Cuentas.
2. Consideración del Presupuesto de Recursos y Gastos correspondientes al Ejercicio 2011 (Art. 36, inc. A del Estatuto).
3. Elección de la totalidad de los miembros de la Comisión Directiva.
4. Elección de tres (3) Revisores de Cuentas Titulares y dos (2) Revisores de Cuentas Suplentes (Art. 33 del Estatuto).
5. Designación de dos (2) Asambleístas para aprobar y firmar el Acta, conjuntamente con el Presidente y el Secretario.

*Ricardo Aguirre*  
Secretario

*Ernesto A. López Anadón*  
Presidente

## Nota:

Art. 39 (del Estatuto del IAPG): El quórum de las Asambleas Generales Ordinarias y Extraordinarias se formará con la mayoría absoluta de los votos de los Socios Entidad y Socios Personales. Si no fuese posible conseguir dicho quórum para la hora establecida en la convocatoria, se esperará media hora debiendo entonces celebrarse la reunión cualesquiera fuese el número de Socios presentes.

Art. 40: En las Asambleas Generales los Socios Entidad tendrán derecho a tantos votos como surjan de la relación entre la cuota societaria anual fijada para los Socios Entidad y la cuota societaria anual para los Socios Personales. Los Socios Entidad que sean a su vez Socios Benefactores adicionarán por ese carácter el número de votos que tenían asignados al 30 de abril de 1981. Estos Socios Benefactores podrán incrementar el número de votos que tenían en tal carácter a la fecha indicada, mediante nuevos aportes no inferiores al monto consignado en el Artículo 11. La cantidad de votos a adicionarse será fijada por la Comisión Directiva en función del número de votos por aporte actualizado que tuvieren al 30 de abril de 1981. Los Socios Entidad que se incorporen como Socios Benefactores en las condiciones establecidas en el Artículo 11 adicionarán la cantidad de votos que fije la Comisión Directiva en función del aporte que efectúen. Los Socios Personales tendrán derecho a un voto.

# ÍNDICE DE ANUNCIANTES



Aesa	15	Martelli Abogados	49
Argentina Oil & Gas, Expo 2013	119	Nabors International Argentina	53
Buhlmann Argentina	41	Norpatagonica Lupatech	42
Chevron	61	Pan American Energy	Retiro de tapa
Compañía Mega	25	Petroconsult	95
Contreras	Contratapa	Registros de Pozos	103
Curso de Conductos Troncales	87	Rupal	99
Curso de Eficiencia Energetica	69	Schlumberger Argentina	13
Curso Nace	56	Schneider Electric Argentina	21
Curso No Convencionales	60	Skanska	45
Del Plata Ingeniería	91	So Energy	73
Digesto de Hidrocarburos	81	Socotherm	83
Electrificadora Del Valle	79	Tecna	37
Enarsa	57	Tecpetrol	23
Ensi	59	Tenaris	55
Foro IAPG	120	Total	9
Giga	115	V y P Consultores	71 y 115
Halliburton Argentina	43	Wärtsila Argentina	35
IBC - International Bonded Couriers	118	WGC	65
Iph	74	YPF	7
Jhp International Petroleum	Retiro de contratapa		
Kamet	27	<b>Suplemento estadístico</b>	
LNG 2012	75	Industrias Epta	Contratapa
Manuli Fluiconnecto	29	Ingeniería Sima	Retiro de tapa
Marshall Moffat	33	Texproil	Retiro de contratapa



HACIA EL FUTURO

- BUSCAMOS OPORTUNIDADES DE INVERSIÓN EN UPSTREAM
- FUSIONES Y ADQUISICIONES
- FARM IN Y ASOCIACIONES
- INVERSIÓN EN TITULOS
- SWAP



[jhppetroleuminternational.com](http://jhppetroleuminternational.com)



**JHP INTERNATIONAL PETROLEUM ENGINEERING LIMITED**

Ciudad de Buenos Aires, Argentina: Bouchard 710, Piso 10°, Of. 19 (C1106ABL)

Ciudad de Salta, Argentina: Los Cebiles 100 (A4408JYB)

Tel: +54 387 4398484

Email: [xn.zhong@petroap.com](mailto:xn.zhong@petroap.com)



CONSTRUIMOS FUTURO

[www.contreras.com.ar](http://www.contreras.com.ar)

