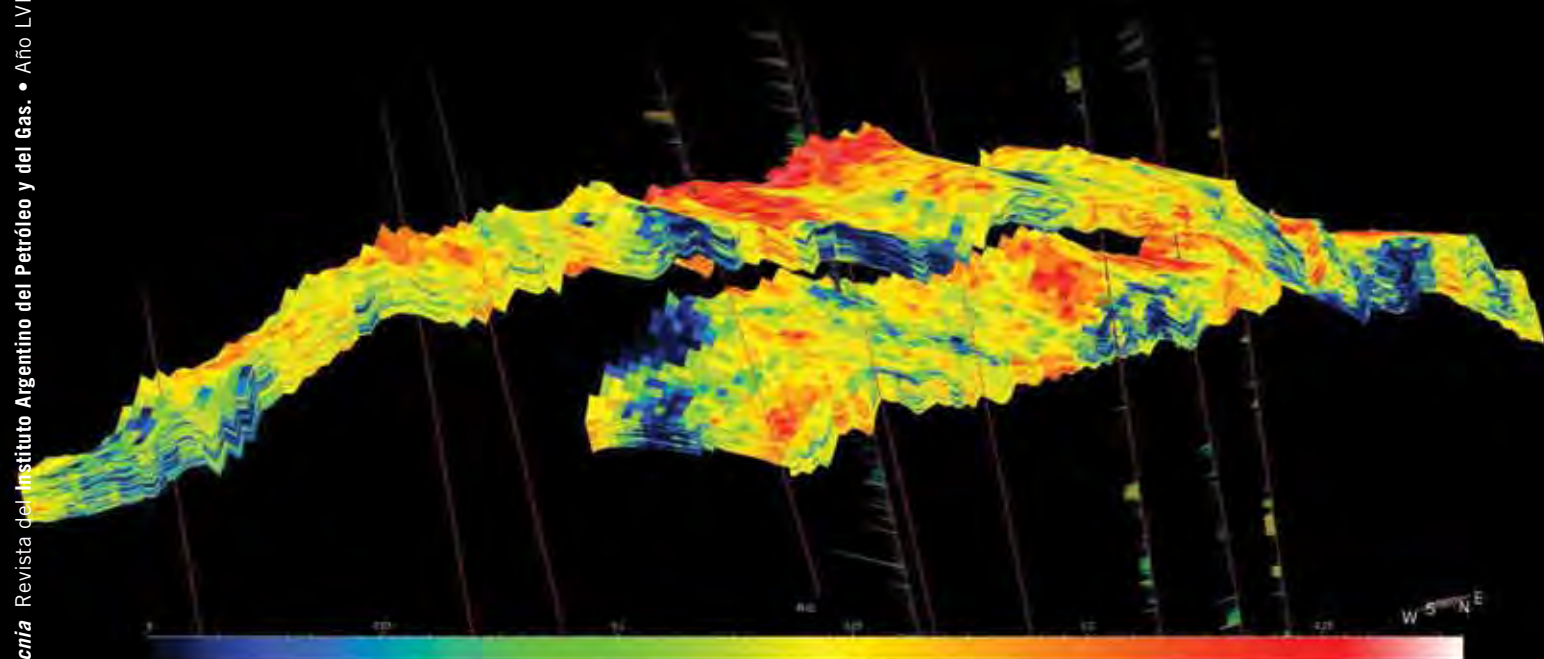




La Simulación



Media sponsor de:



3° Congreso Latinoamericano y 5° Nacional de
Seguridad, Salud Ocupacional y Medio Ambiente
en la Industria del Petróleo y del Gas
22 al 26 de agosto de 2016



Producción
y Desarrollo
de Reservas
Hacia un Desarrollo de
Recursos Sostenible

OIL&GAS
PATAGONIA 2016

Nos importa el crecimiento de nuestro país

En PAE, estamos presentes en las cuatro principales cuencas de la Argentina. Allí desarrollamos yacimientos de petróleo y gas convencional y no convencional.

En la última década, lideramos el crecimiento de la producción de hidrocarburos y el nivel de reposición de reservas del país.

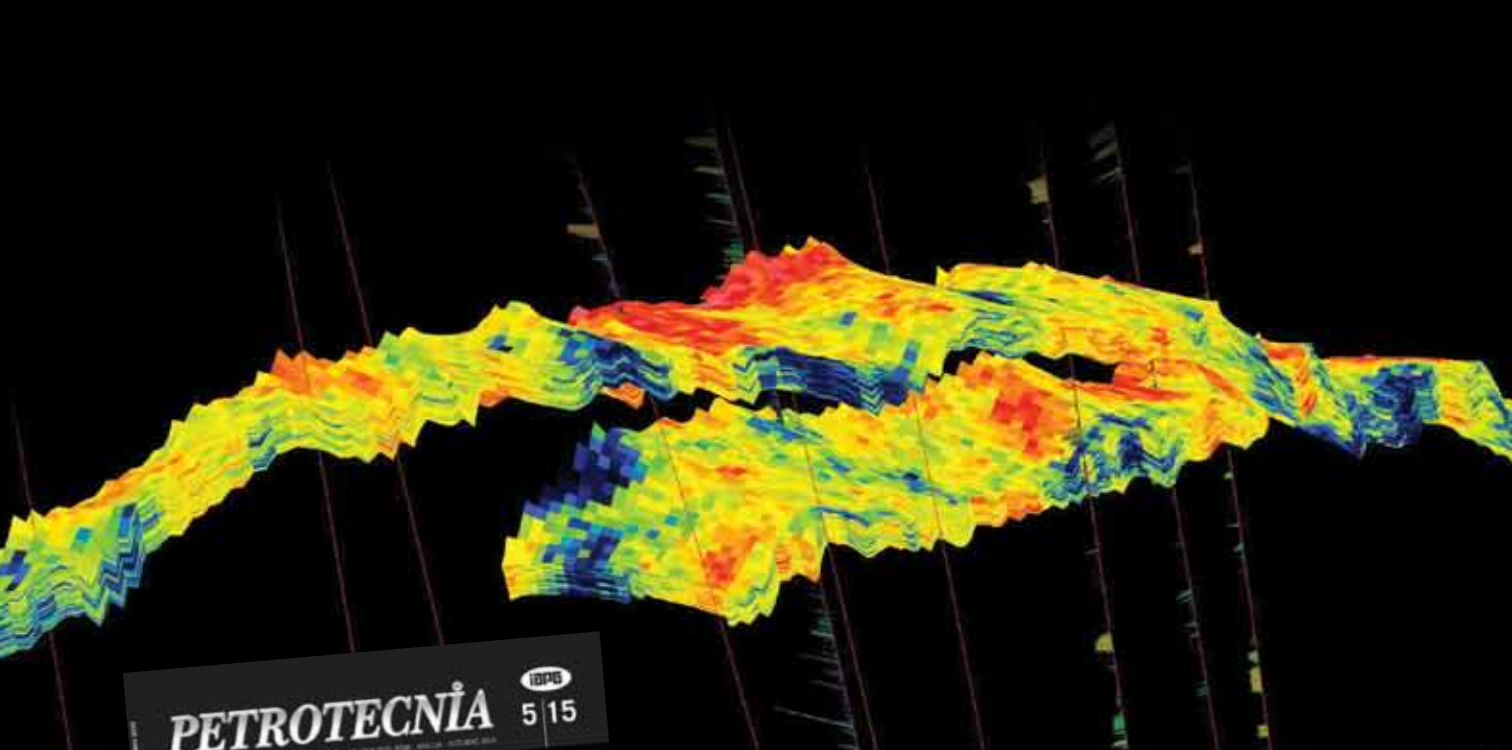
Nos importa Argentina. Por eso, hacemos.

Pan American ENERGY

Energía que evoluciona

A photograph of an oil field at sunset. In the foreground, two workers in hard hats and dark clothing stand near a large industrial valve. The sun is low on the horizon, creating a bright glow and silhouettes. In the background, another worker is visible near a tall drilling rig. The sky is filled with clouds. A large, stylized graphic of the Argentine flag (green, white, and blue) is overlaid on the left side of the image.

www.pan-energy.com



En este número de *Petrotecnia* tenemos el gusto de volver a ofrecer como eje temático el modelado y la simulación en la industria del petróleo y del gas.

Cada vez más completas y abarcativas, las plataformas de modelado y simulación hace tiempo que han dejado de ser simples herramientas de apoyo para constituirse en verdaderos puntales para los tomadores de decisión no solo en operadoras, sino también en todo tipo de empresa relacionada con la industria.

Y así lo demuestra el significativo desarrollo que se le ha dado en el sector, al punto que la Comisión de Producción del IAPG ya ha realizado las 2° Jornadas de Simulación, con más presentaciones y asistentes.

En esta edición le acercamos a nuestros lectores varios de los trabajos allí expuestos, y ofrecemos un amplio panorama de los últimos adelantos técnicos de la Simulación en el nivel internacional, asimismo ponemos de relieve los importantes pasos que han dado en el área los profesionales de nuestro país, tanto desde las instituciones educativas como desde una reconocida interfaz de simulación argentina.

También seguimos difundiendo incansablemente que la eficiencia energética es la fuente de energía más económica y sustentable, por eso presentamos en este número un artículo sobre las ventajas de un programa que propone el canje de lámparas incandescentes tradicionales por lámparas LED, que permitiría recuperar la inversión y ahorrar millones de dólares en pocos años.

Un espacio importante se lo dedicamos al desarrollo de un aspecto fundamental de la Geotécnica, como lo son las herramientas de protección de la información para el guardado de datos provenientes de trabajos premiados durante el último IX Congreso de Exploración y Desarrollo del IAPG. Además seguimos proponiendo artículos sobre los sistemas de control de las plantas del futuro con un trabajo sobre la automatización de mediciones para el control de pozos.

Destacamos finalmente que este penúltimo número de 2015 de nuestra revista nos encuentra en medio de las repercusiones de la *Argentina Oil & Gas Expo*, que se desarrolló del 5 al 8 de octubre en el predio La Rural de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires juntamente con el 2° Congreso Latinoamericano y del Caribe de Perforación, Terminación, Reparación y Servicio de Pozos. Tanto la Expo como el Congreso han sido un completo éxito y los describiremos con todo detalle en el próximo número de *Petrotecnia*, el último de 2015.

¡Hasta el próximo número!
Ernesto A. López Anadón



Tema de tapa

La Simulación

Estadísticas

08 Los números del petróleo y del gas Suplemento estadístico



Tema de tapa

10 Modelado y Simulación de reservorios: la búsqueda continúa Por Ing. Fernando Tuero, Presidente de la Comisión de Producción del IAPG El status actual y el futuro de la herramienta de Modelado y Simulación de Reservorios, con reflexiones y comentarios generales.



20 Ajuste de historia y pronóstico con incertidumbre, una aplicación real Por Ing. Gustavo Gabriel Becerra, Petrobras Argentina S.A. La integración del ajuste de historia se integra con el análisis probabilístico de los escenarios representativos para estimar un rango representativo de las reservas, basado en un caso real de un reservorio de la Cuenca de Campos, Brasil.

46 Recuperación mejorada en escenarios de shale oil Por Marcelo Crotti, Inés Labayén y Fernando Tuero Las herramientas para la toma de decisiones en Ingeniería de Reservorios se halla en etapa de desarrollo pese a los avances ciertos en materia de recursos no convencionales.



60 Una aproximación de Modelación Numérica para Reservorios no convencionales Por Ing. Pablo Crespo (Chevron Argentina) Las herramientas heredadas de la ingeniería de reservorios clásica que se aplican en el análisis de los reservorios no convencionales no son útiles en todos los casos; en este trabajo se refiere cómo el uso de modelos numéricos se ajusta a las necesidades de los profesionales involucrados en analizar áreas de El Trapial.



68 Desarrollo e integración de modelos capacitivos resistivos en un simulador analítico de mallas de inyección Por María Sol Fraguío, Alejandro Lacivita y Jorge Valle (Interfaces S.A.) y Mario Storti (Cimec - Conicet-UNL) Este trabajo propone la integración de Modelos Capacitivos Resistivos (CRMs) en el simulador de mallas de inyección de la interfaz Sahara para mejorar el cálculo de los coeficientes de distribución de la inyección por medio de un método que utiliza la historia de los caudales en proyectos de recuperación secundaria.



Entrevista

80 El exitoso simulador hecho en el país

Por *Guisela Masarik*

Entrevista al ingeniero Jorge Valle, gerente de la empresa Interfaces S.A., creadora del sistema de visualización, análisis y seguimiento de reservorios Sahara, usado por las empresas de hidrocarburos dentro y fuera de la Argentina.

Nota Técnica



84 Ahorro de 1,5 GW en los picos de consumo eléctrico: iluminación LED

Por *Rodrigo Gil, Leila Iannelli y Salvador Gil*

En este trabajo se propone un programa de ahorro de energía de simple implementación y rápidos resultados por medio del canje de lámparas incandescentes tradicionales por lámparas LED, que permitiría recuperar la inversión y ahorrar 1200 millones de dólares en cuatro años.



98 Utilización de técnicas de replicación como estrategia de *backup* y site de contingencia

Por *Lic. Julio César Panno*, Compañía General de Combustibles S.A.

En este trabajo, galardonado con una Mención Especial en el área de Tecnología Informática de las V Jornadas de Geotecnología realizadas durante el IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos del IAPG, se desarrolla la integración de herramientas de virtualización y de protección de la información que deben utilizarse para resguardar datos y aplicaciones en un lugar alternativo o de contingencia.



108 Sistema automatizado para la medición de la producción bruta

Por *Ing. Martín Romero*, Jefe de Proyectos de Y-TEC

Este trabajo describe los pasos del proyecto de Y-TEC llamado "Automatización de mediciones para el control de pozos". Su objetivo es mejorar las mediciones asociadas al control de pozos.

Educación



112 Construyendo puentes entre la Industria y la Academia

Por *Eleonora Erdmann y Alexis Airala*

El Centro de Simulación de Reservorios es el nuevo espacio generado por el Departamento de Ingeniería en Petróleo del Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA) para fortalecer la relación entre la Universidad y la Industria petrolera.

Actividades



114 Congresos y Jornadas

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

118 Novedades de la industria

133 Novedades desde Houston

130 Novedades del IAPG

134 Índice de anunciantes

Staff

Director: Ernesto A. López Anadón

Editor general: Martín L. Kaindl

Editora: 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, Daniel Rellán, Víctor Casalotti, Carlos Casares, Carlos E. Cruz, Eduardo Lipszyc, Enrique Mainardi, Guisela Masarik, Enrique Kreibohm, Martín L. Kaindl, Alberto Khatchikian, Romina Schommer, Gabino Velasco

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 LVI N° 5, octubre de 2015

ISSN 0031-6598

Tirada de esta edición: 3.300 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° 041529 - ISSN 0031-6598.

© Hecho el depósito que marca la Ley 11.723.

Permitida su reproducción parcial citando a *Petrotecnia*.

Suscripciones (no asociados al IAPG)

Argentina: Precio anual - 6 números: \$ 750

Exterior: Precio anual - 6 números: US\$ 250

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

Informes: suscripcion@petrotecnia.com.ar

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



Premio Apta-Rizzuto

- 1° Premio a la mejor revista de instituciones 2006, 2014
- 1° Premio a la mejor nota técnica-CONICET 2011, 2012, 2015
- 1° Premio a la mejor nota científica 2010, 2011
- 1° Premio al mejor aviso publicitario 2010, 2011
- 1° Premio a la mejor nota técnica-INTI 2010
- 1° Premio a la mejor nota técnica-INTI 2008
- 1° Premio a la mejor nota técnica 2007
- 1° Premio a la mejor revista técnica 1993 y 1999
- Accésit 2003, 2004, 2008, 2012, 2015, en el área de producto editorial de instituciones
- Accésit 2005, en el área de diseño de tapa
- Accésit 2008, 2012, 2013, nota periodística
- Accésit 2009, 2013, 2014, en el área publicidad
- Accésit 2009, nota técnica
- Accésit 2010, 2011, 2012, 2013, notas de bien público
- Accésit 2010, 2012, 2013, 2014, 2015, notas técnicas-INTI
- Accésit 2011, notas técnicas-CONICET
- Accésit 2014, notas científicas
- 2° Accésit 2010, 2011, 2012, notas de bien público
- 2° Accésit 2010, en el área de revistas pertenecientes a instituciones

Comisión Directiva 2014-2016

CARGO

Presidente
Vicepresidente 1°
Vicepresidente Upstream Petróleo y Gas
Vicepresidente Downstream Petróleo
Vicepresidente Downstream Gas
Secretario
Pro-Secretario
Tesorero
Pro-Tesorero
Vocales Titulares

EMPRESA

Socio Personal
YPF S.A.
PETROBRAS ARGENTINA S.A.
AXION ENERGY ARGENTINA S.A.
GAS NATURAL BAN S.A.
TRANSPORTADORA DE GAS DEL SUR S.A. (TGS)
TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A. (TGN)
PAN AMERICAN ENERGY LLC. (PAE)
CHEVRON ARGENTINA S.R.L.
TOTAL AUSTRAL S.A.

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

WINTERSHALL ENERGIA S.A.
COMPAÑIA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A. (CGC)
SIDERCA S.A.I.C.
PETROQUIMICA COMODORO RIVADAVIA S.A. (PCR)
SCHLUMBERGER ARGENTINA S.A.
BOLLAND y CIA. S.A.
REFINERIA DEL NORTE (REFINOR)
TECNA S.A.

DLS ARGENTINA LIMITED - Sucursal Argentina
CAMUZZI GAS PAMPEANA S.A.
DISTRIBUIDORA DEL GAS DEL CENTRO-CUYO S.A. (ECOGAS)
HALLIBURTON ARGENTINA S.R.L.
GASNOR S.A.
ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A.
LITORAL GAS S.A.
A- EVANGELISTA S.A. (AES A)
BAKER HUGHES ARGENTINA S.R.L. (Bs As)
SOCIO PERSONAL
PALMERO SAN LUIS S.A.
CESVI ARGENTINA S.A.

Titular

Ing. Ernesto López Anadón
Dr. Gonzalo Martín López Nardone
Ing. Gustavo Adolfo Amaral
Dr. Perdo López Matheu
Cdr. Javier Gremes Cordero
Ing. Horacio Carlos Cristiani
Ing. Daniel Alejandro Ridelener
Ing. Rodolfo Eduardo Berisso
Ing. Ricardo Aguirre
Sr. Jean Marc Hosanski

Cdr. Gabriel Alfredo Sánchez
Lic. Natalio Battaglia
Ing. Sergio Mario Raballo
Lic. Marcelo Nuñez
Ing. Horacio Rossignoli
Ing. Daniel Néstor Rosato

Cdr. Gustavo Albrecht
Dr. Santiago Marfort
Ing. Javier Mariano Martínez Álvarez
Ing. Miguel Angel Torilo
Ing. Abelardo A. Gallo Concha
Ing. Adolfo Sánchez Zinny
Dr. Matías Paz Cossio
Ing. Oscar Barban

Ing. Mario Lanza
Ing. Juan José Mitjans
Sr. Enrique Jorge Flaiban
Lic. Fernando Rearte
Lic. Rodolfo H. Freyre
Ing. Martín Cittadini
Ing. Ricardo Alberto Fraga
Ing. Alberto Francisco Andrade Santello
Lic. Federico Medrano
Ing. Carlos Alberto Vallejos
Sr. Marcelo Horacio Luna
Ing. Gustavo Eduardo Brambati

Alterno

Sr. Diego Buranello
Dr. Diego Saralegui
Ing. Daniel A. Santamarina
Ing. Daniel Alberto Perrone
Ing. Martín Yañez
Ing. José Alberto Montaldo
Ing. Fernando José Villarreal
Ing. Guillermo M. Rocchetti
Sr. José Luis Fachal
Dra. Gabriela Roselló
Ing. Héctor Federico Tamanini
Dr. Luis Patricio Salado
Ing. Jorge M. Buciak
Lic. Rafael Alberto Rodríguez Roda
Inga. Julieta Rocchi
Sr. Dardo Oscar Bonín
Ing. Julio Shiratori
Lic. Gustavo Oscar Peroni
Ing. Carlos Gargiulo
Sr. Diego Schabes
Lic. Mariano González Rithaud
Ing. Jorge Meaggia
Ing. Ignacio Javier Neme
Ing. Fernando Caratti
Ing. Andrés Mabres
Ing. Gerardo Francisco Maioli
Ing. Jorge Ismael Sánchez Navarro
Lic. Roberto Meligrana
Cont. Daniel Rivadulla
Ing. Emiliano López
Ing. Jaime Patricio Terragosa Muñoz
Dr. Hernán Flores Gómez
Ing. José María González

Vocales Suplentes

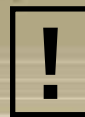
Revisores Cuentas Titulares

Revisores Cuentas Suplentes

**Cuidar nuestros recursos,
sean naturales o humanos.**

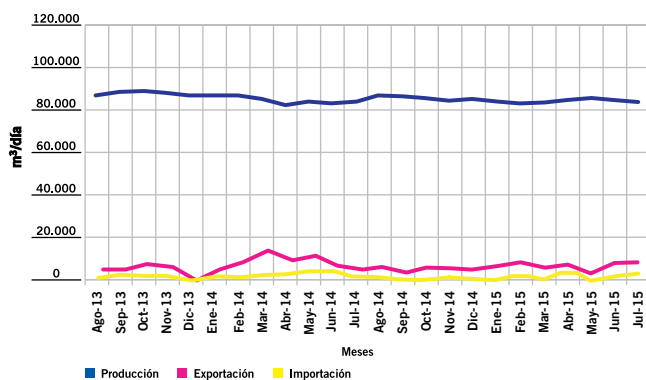


LOS NÚMEROS DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

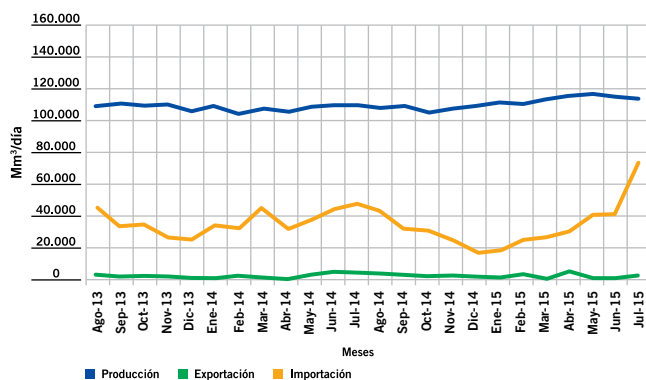


www.foroiapg.org.ar
 Ingrese al foro de la
 industria del petróleo y del gas

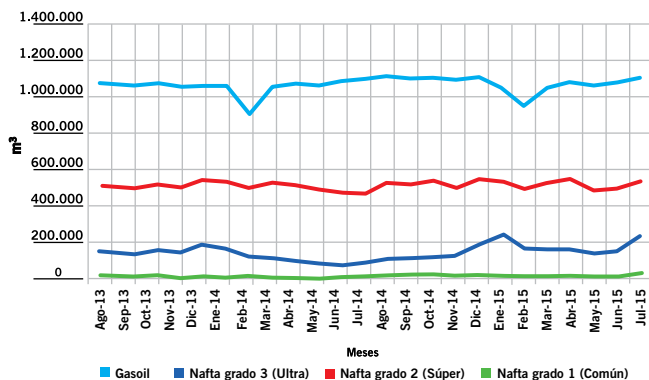
Producción de petróleo vs. importación y exportación



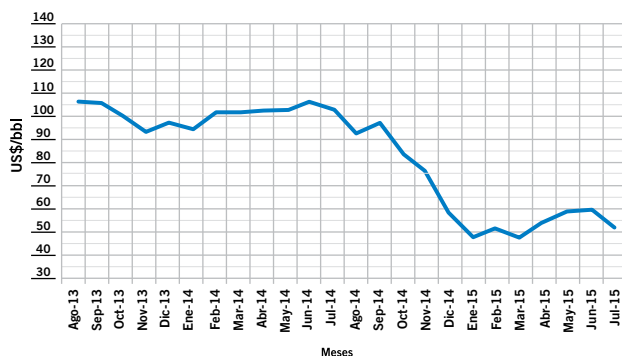
Producción de gas natural vs. importación y exportación



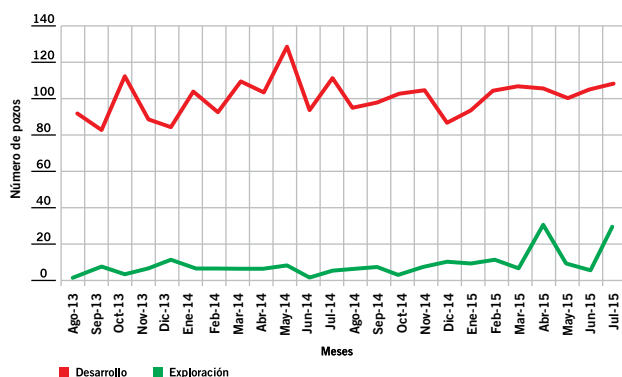
Ventas de los principales productos



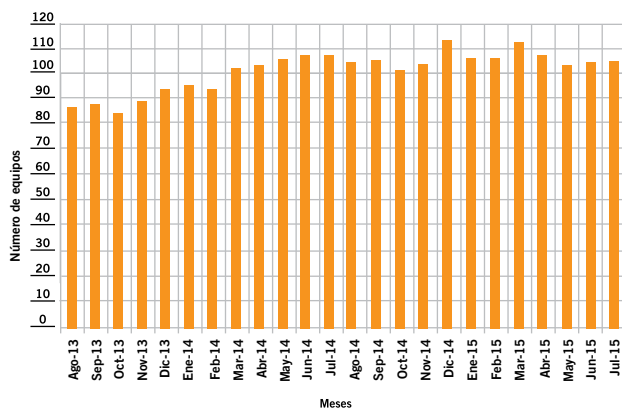
Precio del petróleo de referencia WTI



Pozos perforados



Cantidad de equipos en perforación



Nuestro desafío

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

Para todo ello nuestra energía es inagotable.

www.total.com



Total Austral, más de 30 años en Argentina



Modelado y Simulación de reservorios: la búsqueda continúa

Puesto que esta edición de *Petrotecnia* tiene como protagonista el Modelado y Simulación de Reservorios, en este artículo se intentan repasar los puntos salientes, el status actual y una visión de hacia dónde creemos que va esta variada, importante y compleja disciplina con algunas reflexiones y comentarios generales.

Por **Ing. Fernando Tuero**, Presidente de la Comisión de Producción del IAPG

Dime qué preguntas y te diré quién eres

“La calidad de nuestro pensamiento está en la calidad de nuestras preguntas”, reza un enorme epígrafe al comienzo del libro *Critical Thinking*¹.

De hecho, nos cuesta imaginar a alguien que pensando bien, haga preguntas pobres. Por un lado, nuestras preguntas definen las tareas, expresan problemas y delimitan asuntos. Son nuestras preguntas las que impulsan el pensar hacia adelante. Por otro lado, están las respuestas que, de alguna manera, representan un pequeño descanso, una mera pausa hacia la próxima pregunta. Cuando una contestación genera otras preguntas, el pensamiento continúa la indagación y avanza en brindar futuras y mejores respuestas.

No hacer preguntas equivale a no comprender, mientras que realizar preguntas superficiales equivale a tener una comprensión superficial; e inquirir preguntas poco claras equivale a una comprensión poco clara.

El Modelado y Simulación Numérica de acumulaciones de hidrocarburos busca respuestas a una pregunta fundamental, la cual podría expresarse como: ¿cuál es la distribución temporo-espacial de saturaciones y presiones de una porción determinada de la tierra, y cuál será su interacción con los pozos (fuente o sumidero) y su entorno? Esas respuestas no serán totales ni satisfactorias, debido a la incertidumbre asociada a la información disponible y a los procesos reales que ocurren en los reservorios reales.

En este punto radica la importancia de hacer las preguntas correctas para obtener respuestas parciales que representen información fundamental para guiar la toma de decisiones, dado el estado de suficiencia y calidad de la información obtenida hasta ese momento.

Como conclusión, podríamos decir, que un buen Modelo de Simulación debería comenzar con una buena pregunta concreta y que mejore la capacidad de tomar una decisión; por ejemplo, ¿hasta cuánto puedo invertir en tal o cual información para que me agregue valor?, ¿hasta dónde me conviene expandir el desarrollo por inyección de agua?, ¿cuál sería el rango de distanciamientos que optimizan el valor del proyecto de una campaña de perforación *infill*?, ¿cómo optimizar el tratamiento hidráulico de un pozo horizontal multietapas?

El mejor ajuste ¿es aquel que no se logra?

En otros artículos hemos hablado sobre el “Efecto IKEA”² (efecto por el cual el esfuerzo invertido en un proceso o producto genera una identificación o agrado directamente proporcional a dicho esfuerzo) y hemos destacado la importancia que tiene comprender las hipótesis y las limitaciones que manejan nuestros modelos para lograr una mejor comprensión de la realidad o, al menos, de la “parte” de la realidad que más impactará en la decisión que debemos tomar.

En ese sentido, el proceso de ajuste histórico es una excelente oportunidad para “escuchar” al reservorio y, precisamente, aprender de los desajustes. Supongamos por un instante que, luego de varios meses de una ardua y detallada preparación de toda la información y modelo geológico, nuestro modelo dinámico corre y *voilà*, se ajusta de manera casi perfecta. Lo primero que vendrá a la mente de los geo-

cientistas involucrados será la irresistible idea de que dicho ajuste no es otra cosa que el fruto de ese enorme esfuerzo inicial y gran habilidad y experiencia para caracterizar debidamente el reservorio y sus condiciones de contorno.

Además de tener posibilidades infinitamente bajas de que eso ocurra (¡simuladores, a no esperanzarse demasiado!) no es más que una entre varias combinaciones posibles.

¿Por qué no puedo tener un número?

Atendiendo a la cualidad de “problemática inversa”³ del Modelado y Simulación, vemos que el valor que proporciona una solución no radica esencialmente en sí misma, sino en (ver Referencia 1) la información que logramos obtener en el camino para llegar a ella, como se mencionó anteriormente durante el ajuste histórico (ver Referencia 2) y en la capacidad para delimitar rangos de parámetros de salida (aquellos que más impactan nuestra decisión) en función de la variabilidad de los parámetros de entrada. Es decir, acotar las incertidumbres tratando de comprender como interactúan *inputs* y *outputs* en el modelo y sus implicancias en la toma de decisión.

Lo anterior implica poder manejar múltiples escenarios en uno o varios “pasos” en toda la cadena de Modelado y Simulación. Más aún, esto da por sentado que podremos comunicar esta multiplicidad de resultados e hipótesis a los destinatarios de nuestro modelado, los tomadores de decisión, y que ellos comprenderán este lenguaje.

En su libro *Why can't you just give me the number*, Patrick Leach⁴ explica en un lenguaje accesible esta odisea y cómo muchas veces los resultados de complejas simulaciones son presentados a ejecutivos que tienen que tomar importantes decisiones y comprender los impactos de estas incertidumbres para el beneficio de sus organizaciones. En la mayoría de los casos en los que esta comunicación no es la mejor, la responsabilidad, en general, es mutua. Por un lado, la falta de capacidad del tomador de decisión de comprender las limitaciones y los resultados que se obtienen de un proceso de simulación, pero por otro, la incapacidad del geocientista de poder transmitir sin abrumar con tecnicismos y presentando de manera correcta las preguntas adecuadas y las respuestas obtenidas⁵.

Algo similar ocurre en la interacción entre geocientistas en las distintas etapas del Modelado y Simulación (Estático, dinámico, escalamiento, ajuste, etcétera) en donde la clave es la integración.

Integración: buenos conflictos

Este tema es quizá uno de los más importantes en materia de Modelado y Simulación y debe ser entendido como un proceso, no como una colorida diapositiva con un *feedback-loop* que obligatoriamente debo incluir en mi presentación de PowerPoint. El reconocido neurólogo Ian McGilchrist⁶ lo resume de manera excelente en su último libro, *The Master and His Emissary*, en el que expresa: “[...] es en la confrontación de métodos y resultados contradictorios donde se crea conocimiento”.

No es casualidad que use las palabras “confrontación” y “contradicción”, ya que este es el momento en que de-

bemos parar y buscar en los datos y los resultados para encontrar sentido, esa es la pausa productiva en la Simulación, donde se avanza realmente en la comprensión de lo que puede estar ocurriendo en el reservorio, modelo, campo, sistema de flujo en cañerías, etcétera.

En este sentido es importante que todos los actores de la "Fabrica digital"⁷ se tomen el tiempo, que 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, para lograr que esas contradicciones se transformen en respuestas consensuadas. Esto no implica que debemos tener modelos muy complejos ni que tengamos que simular o modelar de la manera más perfecta absolutamente todos los procesos hasta las últimas consecuencias, sino que construyamos el mejor modelo para responder a las preguntas que impacten en la decisión de desarrollo. A veces, menos es más.

¿Menos es más, más es más o más es menos?

Si bien Martin Crick⁸ comenta en 2013 que observa en los últimos tres años una tendencia en algunos sectores a utilizar modelos cada vez más simplificados, también observamos que las ofertas de herramientas de modelado vienen con más y más opciones ofreciendo nuevas herra-

mientas para "resolver" problemas con los que hemos luchado por años (por ejemplo, los sistemas multifásicos y multicomponente, la incorporación de la geomecánica y/o intercambio de calor, el transporte de masa por difusión, desorción, etcétera). Esta multiplicidad de opciones y herramientas nos da la sensación de que deberíamos usarlas todas al mismo tiempo o necesariamente nuestro modelo carecerá de "representatividad".

Ningún modelo composicional logrará representar la variedad de moléculas que coexisten en un reservorio real. El más sofisticado programa de flujo en cañerías no escapa de ser una aproximación de la complejidad enorme de los fenómenos interactuantes. El más avanzado simulador de geomecánica sigue teniendo una escala bastante gruesa del modelo de esfuerzos y una aproximación bastante cruda de sus condiciones de contorno.

Intentar construir un modelo "exacto" del reservorio y sus interacciones con el fluido es como intentar llegar al final del arcoíris. Nos hará perder mucho tiempo y esfuerzo en complejidades que no necesariamente serán críticas para ayudar a tomar mejores decisiones.

Y un día, llegaron los "no convencionales"

En la medida que el desarrollo de los no convencionales tomó importancia, primero en los Estados Unidos y luego en el mundo, un set de preguntas casi incómo-



MWH ha servido a la industria del gas y petróleo por más de 30 años. Somos el proveedor líder en diseño para upstream y midstream. Nuestra experiencia abarca los servicios relacionados a la gestión de agua de retorno, opciones de tratamiento de aguas y aguas residuales y cumplimiento ambiental.

SMART.Solutions

 **MWH**[®]

BUILDING A BETTER WORLD | mwhglobal.com

Marcelo T. de Alvear 612 Piso 2
011 5274 3100
info@mwhglobal.com.ar



Nuestra gente se enriquece con sus desafíos técnicos.

La curiosidad científica y la innovación tecnológica han formado parte de la cultura de Schlumberger por más de 80 años. Reclutamos a los mejores estudiantes y a los profesionales más talentosos del mundo y fortalecemos sus conocimientos y habilidades con experiencia nacional e internacional. Con 125 centros de investigación, ingeniería y manufactura ubicados en 15 países del mundo, nuestro objetivo es brindar continuamente nuevas tecnologías para resolver los complejos desafíos de los reservorios de nuestros clientes.

Para más información visite
slb.com

Schlumberger

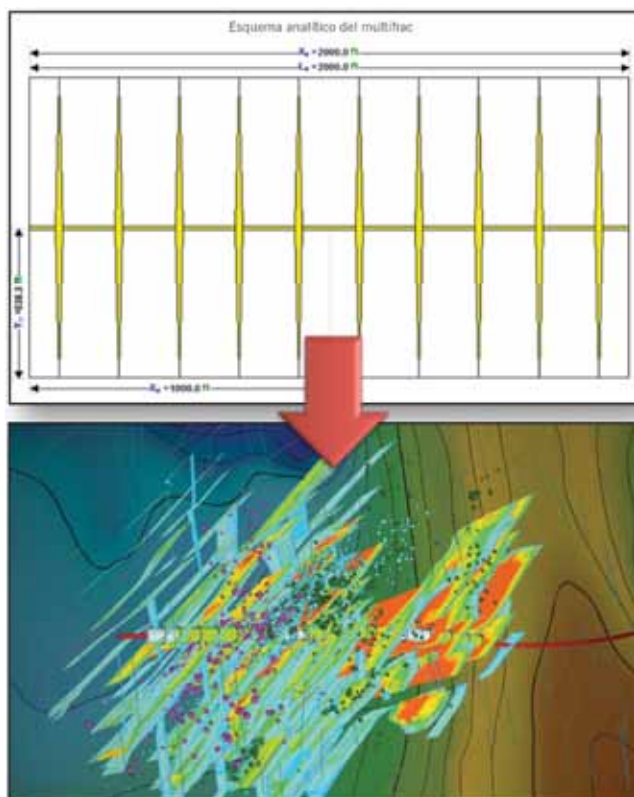


Figura 1. Evolución de los modelos simples analíticos representando el SRV (arriba) hacia numéricos que incorporan la complejidad inherente a los procesos de fracturamiento hidráulico en no convencionales (abajo).

das comenzaron a sonar como campanas en la comunidad de las geociencias: ¿las herramientas actuales son capaces de modelar los procesos fundamentales en los sistemas no convencionales?, ¿podrán explicar y aún más, podrán pronosticar el comportamiento de la producción en estos escenarios tan heterogéneos y variables?

En última instancia, la pregunta no es si lo lograrán, sino si sus resultados serán suficientemente confiables para mejorar la toma de decisiones de inversión (que para colmo de males, en estos casos, son muy intensas en la primera parte del proyecto, donde hay menor conocimiento).

En el momento en que irrumpieron en escena los no convencionales, el arsenal existente de herramientas de simulación y modelado estaba bastante probado, o al menos aceptado, para los reservorios convencionales.

Imaginemos por un momento la incómoda situación de estar en una escalera con un destornillador en una mano con la necesidad de clavar el clavo que tenemos en la otra mano. Es natural y hasta eficiente, probar si el mango del destornillador tiene al menos alguna posibilidad de lograrlo antes de bajar a buscar el martillo. Al segundo doloroso golpe en el dedo, confirmaremos que, efectivamente, será mejor bajar y buscar el martillo.

Análogamente, el primer paso fue intentar adaptar lo existente y evaluar su aptitud para lograr el objetivo.

Ante los primeros “golpes” o dudas de si sería posible esta tarea, inicialmente tomaron fuerza los tradicionales análisis empíricos como las Curvas Declinatorias (DCA) o técnicas analíticas de Análisis de Transientes de Caudales (RTA, por sus siglas en inglés) heredado del Análisis de Transientes de Presión (PTA, por sus siglas en inglés) y se acuñaron térmi-

nos como el SRV (*Stimulated Reservoir Volume*) y DFN (*Discrete Fracture Network*) en un intento de explicar las posibles contribuciones de la matriz y la red de fracturas y de optimizar la estrategia de desarrollo (espaciamiento, longitudes de rama lateral, etapas de fractura, etcétera).

Dichas aproximaciones fueron útiles durante un tiempo, pero no respondían preguntas de relevancia sobre cómo optimizar los tratamientos, cuántos punzados y a qué distancia hacerlos, interferencia de unas fracturas con otras.

Con una capacidad de respuesta excepcional, la industria y la comunidad geocientista logró gradualmente agregar herramientas y modelos más completos (Figura 1) que incluían desde la geomecánica y la descripción explícita de la red de fracturas inducidas y su interacción con las naturales, hasta la inclusión de procesos de transporte de masa adecuados, múltiples dominios de porosidades y permeabilidades, fuerzas capilares, etcétera, como necesidades para explicar las observaciones de campo⁹, que no cerraban con la lógica convencional.

Este artículo aún se sigue escribiendo día tras día y resulta apasionante ver cómo ciertas líneas de trabajo crecen y se consolidan incluso contradiciendo a otras preexistentes.

El cuarto paradigma: *Big Data*

Jim Gray, un pionero de la tecnología de bases de datos y principal investigador del Microsoft Research Institute¹⁰, en su ensayo *The Fourth Paradigm* hace una interesante mención a los cuatro paradigmas de la ciencia (Figura 2).

Hace unos milenios, la ciencia era empirismo puro, en su intento por describir los fenómenos naturales mediante su observación. En los últimos cientos de años, nace la rama teórica de la ciencia que crea modelos de dichos fenómenos, busca generalización y categorización principalmente mediante técnicas analíticas, ecuaciones, etcétera.

En las últimas décadas, y con los avances de la tecnología y la colaboración cruzada de disciplinas, la comunidad científica de alguna manera “acepta” que los fenómenos por describir son demasiado complejos y difíciles para resolver analíticamente y busca una aproximación numérica mediante el uso de simuladores.

Paradigmas de la ciencia

1. Miles de años atrás, la ciencia era empírica y describía fenómenos naturales.
2. Hace unos pocos cientos de años hubo una proliferación de teorías usando modelos o generalizaciones.
3. En unas pocas décadas se produjo un gran avance en la simulación.
4. Actualmente, la información exploratoria (o *Science*) unificó teorías, experiencias y simulación.
 - La información es recogida por instrumentos o generada mediante un simulador.
 - Existe un software para procesar dicha información.
 - La información y el consiguiente conocimiento se almacenan en computadoras.
 - Los científicos analizan las bases de datos y los archivos procesando los datos y con estadística.

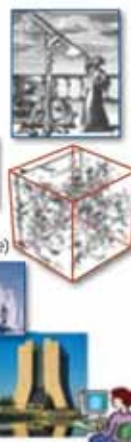


Figura 2. Los cuatro paradigmas de la ciencia (Jim Gray).



CONSTRUYENDO JUNTOS EL FUTURO CON ENERGÍA

INGENIERÍA
FABRICACIÓN
CONSTRUCCIÓN
SERVICIOS

aes a.com.ar

YPF – Proyecto Nueva Unidad Coque A
Refinería La Plata, Buenos Aires, Argentina

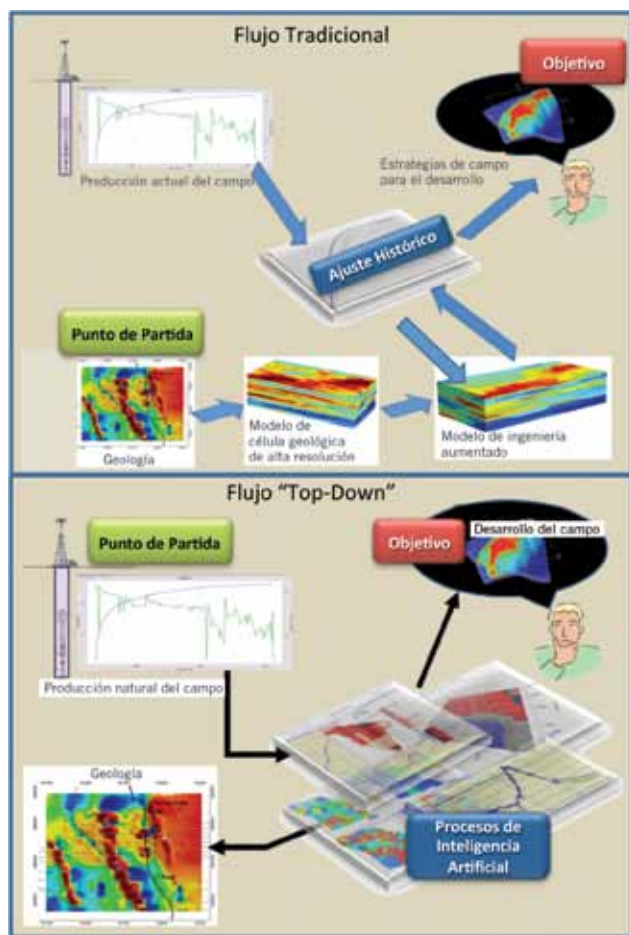


Figura 3. Diferencias fundamentales en el flujo de trabajo de los modelos guiados por datos (ejemplo, *Top-Down Reservoir Model*) versus flujos tradicionales.

Actualmente, existe una masiva generación de datos que hace que sea virtualmente imposible sacarle provecho a todo ese valioso cúmulo de información. Los expertos en el tema avalan cifras que van de un 10% a un 20% cuando se trata del uso de la información estructurada¹¹. Es decir, solo del 10% al 20% de toda la información que se genera logra estructurarse y, por ende, será más fácilmente aprovechable por métodos computacionales tradicionales. Como consecuencia, el desafío será cómo usar el otro 80-90% de la información generada.

Esta pregunta nos acerca al futuro y nos zambulle en el mundo de los datos, la nube, los métodos holísticos y la inteligencia artificial, rompiendo el tercer paradigma de la ciencia y dejándonos en la puerta del cuarto. El tiempo dirá si este es el camino o volveremos al ábaco.

Toda la información es valiosa y toda la información correctamente almacenada podría eventualmente utilizarse. El desafío es poder utilizar tanta cantidad, de manera eficiente, rápida y consistente para lograr “desentrañar” del seno de la información, mensajes o conclusiones útiles para la toma de decisiones.

Los procesos “Guiados por Datos” (*Data Driven*), o la “Minería de Datos” (*Data Mining*) como normalmente se los conoce, si bien no son una novedad, han tomado un ímpetu muy importante en la última década en su aplicación a procesos de perforación de pozos, optimización de la producción, manejo de reservorios, Simulación y Modelado.

¿Qué es un Proceso Guiado por Datos? Es la capacidad que tiene un proceso (generalmente computacional) de extraer sentido o significado de un conjunto de datos¹². Si bien la definición pareciera ociosa y simple, hoy en día, la avalancha de datos que se generan en toda la cadena de exploración y producción hace que los modelos guiados por datos hayan pasado de ser una “curiosidad científica” a una realidad y una necesidad.

¿De qué tipo de datos estamos hablando? En general estos procesos, se aprovechan para analizar sets de datos no estructurados, voluminosos, complejos, heterogéneos y recabados a muy altas frecuencias y a diferentes escalas. El término típicamente utilizado para describir estos sets de “Datos grandes” es *Big Data*. Para el caso del petróleo y del gas pueden ser desde datos económicos de fluctuaciones de demanda, pasando por grillas de simulación, mapas, propiedades petrofísicas hasta partes de operaciones, perforación, mediciones de sensores de presiones, temperaturas, profundidades, vibraciones, etcétera.

Recientemente, desde 2013 se llevan a cabo en los Estados Unidos regularmente conferencias¹³ dedicadas exclusivamente a este tipo de problemáticas. En ellas confluyen la industria informática (IT, por sus siglas en inglés) y la petrolera, para explorar soluciones inteligentes a la problemática del uso de técnicas *Data Driven* y de inteligencia artificial para procesar *Big Data* como soporte en la toma de decisiones.

Hay casos muy interesantes en donde por ejemplo, la aparición de una palabra, de manera cada vez más frecuente en los partes de operaciones, estaba positivamente correlacionada con incidentes de roturas en bombas. Esto permitió la detección temprana y la prevención de roturas ahorrando enormes costos y tiempos para el operador.

¿Qué tan artificial es la inteligencia artificial?

Entendemos la inteligencia artificial como la capacidad de incorporar a las computadoras, procedimientos que emulen la inteligencia humana. En este plano, algoritmos de cálculo como las redes neuronales, la lógica difusa, la computación evolutiva o los algoritmos genéticos están dentro de las herramientas más utilizadas en la industria¹⁴. Estas herramientas son utilizadas en conjunto con los datos generados en el campo (por ejemplo, producción, presión, mediciones de perfiles, etcétera) para construir modelos que interpretan las relaciones subyacentes entre esos datos y sus resultados de una manera “inteligente” y construyen reglas que luego se aplicaran a nuevos datos permitiendo la predicción de nuevos resultados.

Estos modelos “sustitutos”, o *Surrogate Models*, son algunos de los ejemplos más resonantes de este tipo de aplicación, así como también los modelos denominados “de arriba a abajo” (*Top-Down Reservoir Models*).

En ambos casos, se modifica el tradicional flujo de trabajo de modelado estático y simulación (Figura 3) para dejar que los datos “hablen por sí mismos” y nos permitan interpretar lo que está ocurriendo ahí abajo, para extraer conclusiones útiles a la hora de planificar o ampliar un desarrollo.

El principal beneficio de este tipo de acercamiento es el tiempo computacional requerido, en general, muy bajo



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



INDURA
Ultra Soft

Cumpliendo con las siguientes Normas:

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



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

Sucursales propias en:

ARGENTINA

VENEZUELA

BRAZIL

CHILE

USA

CONSULTAS TÉCNICAS
0800-222-1403

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

(011) 4302 - 9333 - Cap. Fed.

(011) 4343-0678 - Centro

(011) 5952-0597 - Bahía Blanca

(0299) 15405-4479 - Neuquén

(0297) 154724383 - Cdo. Rivadavia

respecto de los de una simulación numérica tradicional, mientras que la principal limitación es que están “entrenados” para un tipo de problemática en particular (*Problem Oriented*) y en la medida que esos procesos fundamentales cambien, la representatividad del mismo puede verse gravemente comprometida; por ejemplo, un modelo ajustado y entrenado, con historia de producción generada por explotación primaria, podría presentar graves dificultades al intentar reproducir los procesos de barrido en una implementación de un proyecto de inyección de agua.

Conclusiones

La búsqueda continúa y el universo de herramientas crece acompasado con el uso intensivo de las mismas en la industria, así como también de la integración de múltiples disciplinas tecnológicas y científicas que confluyen en la disciplina del Modelado y Simulación. A continuación se agregan algunas reflexiones para ayudar a que la búsqueda sea más efectiva:

- Todo debería comenzar con una buena pregunta, un objetivo, una dirección clara y concisa que permita dirigir constantemente el esfuerzo e impida que se pierda el foco en el enredo de opciones que se presentarán a lo largo de un análisis de este tipo.
- Cualquiera sea el proceso de ajuste seleccionado, el mismo deberá ayudar a comprender los principales procesos físicos que impactarán en las respuestas que tendremos que proporcionar de la manera más efectiva posible y sin perder la oportunidad de aprender de las contradicciones y los desajustes.
- La integración de las disciplinas es fundamental para enriquecer los modelos y el análisis de simulación, aprovechando las herramientas actuales con flujos de trabajo cruzados.
- Los resultados deberán ser pensados, obtenidos e informados de una manera que represente y comunique al tomador de decisión, la incertidumbre inherente a los datos y las limitaciones del proceso de simulación en sí mismo.
- La retroalimentación del modelado, mediante posteriores ajustes históricos que incorporen las diferencias observadas durante la operación y producción continuadas, es fundamental para guiar metodológicamente al proceso de adquisición de conocimiento, beneficiando las etapas posteriores de un proyecto de desarrollo o las de un proceso productivo.
- Pareciera que el futuro de esta disciplina continúa su proceso de crecimiento y avance en dos focos principales. Por un lado, tiende a simplificar las cosas para no perderse en el ruido, pero por otro incorpora constantemente nuevas herramientas complejas que buscan emular la inteligencia humana y sacar provecho a la creciente masa de datos generados.

La buena noticia es que, a pesar de sus limitaciones, el Modelado y Simulación sigue siendo una de las más completas herramientas con la que contamos para comprender mejor nuestros reservorios, planificar, desarrollar y tomar decisiones de inversión en la industria. ■

Referencias

1. *The Miniature Guide to Critical Thinking Concept & Tools*, Paul R., Foundation for Critical Thinking, 2014.
2. “Modelado y Simulación de Reservorios, ¿ciencia artesanal o artesanía científica? (Una visión no técnica)”, Tuero F. R., *Petrotecnia*, IAPG, abril 2012.
3. Un “problema inverso” es aquel que se soluciona partiendo de las conclusiones hasta llegar a las causas, conocemos los efectos pero no estamos seguros del origen. Es decir, tienen más de una solución posible lográble mediante diferentes combinaciones de las variables de entrada.
4. *Why Can't You Just Give Me The Number? An Executive's Guide to Using Probabilistic Thinking to Manage Risk and to Make Better Decisions*, Leach P., Probabilistic Publishing, septiembre 2006.
5. Estas situaciones se podrían minimizar ejecutando correctamente un proceso de gestión de proyectos. El desarrollo se construye por etapas y el ejecutivo solo decide por las opciones que le vienen adecuadamente presentadas y recomendadas.
6. *The Master and His Emissary, The divided Brain and The Making of The Western Society*, Mc Gilchrist I., Yale University Press, 2010.
7. Modelado y Simulación de Reservorios “Petróleo digital”: usos, abusos y algunas reflexiones, Tuero F. R., SPE Contacto, septiembre 2015.
8. *Journal of Petroleum Technology, Reservoir Simulation foreword*, SPE, July, 2013.
9. “Inyección de agua en reservorios shale oil - El impacto de los fenómenos capilares sobre la producción”, Crotti M., Labayén I., INLAB S.A., *Petrotecnia*, diciembre 2104.
10. Microsoft Research es una institución que nuclea a más de 1.000 científicos e ingenieros trabajan a través de múltiples áreas de investigación en distintos laboratorios de investigación en todo el mundo, haciendo contribuciones significativas en los productos y colaborando en proyectos externos que ayudan a resolver retos mundiales. <http://www.research.microsoft.com>
11. Si bien no hay una definición única, se denomina “estructurada” a la información que se almacena en el formato de bases de datos con un esquema de tipo campos y registros (lo más parecido a una planilla Excel con filas y columnas y contenidos en dichas celdas). Todo el resto será “no estructurada”. Ejemplo, una base de producción con pozo, fecha, caudal de petróleo es “estructurada” y de fácil acceso, análisis y carga en un simulador mientras que un PDF que contenga todos los reportes de terminación con las fotos de la fosa de quema, párrafos de texto, organigramas pegados como metarchivos, etcétera sería “no estructurada”.
12. *Harness Oil and Gas Big Data with Analytics*, Keith Hildaway, Wiley & Sons, 2014.
13. *Big Data Analytics for Oil and Gas*, 017-18 Oct-2013, Houston, Tx, USA, “Data Driven Production Optimization Conference”, 16-17 Jun-2013, Houston, Tx, USA, “Big Data Solutions & Analytics in Oil and Gas Industry”, SPE, 10 Feb-2015, Oslo, Noruega.
14. “Artificial Intelligence Come of Age in Oil and Gas, Gentry Braswell”, *Journal of Petroleum Technology*, January 2013.



**LA SABIDURÍA EN RECURSOS
NO CONVENCIONALES NO
TIENE PRECIO.**

**Y ESTA A SU DISPOSICIÓN PARA SER CONSULTADA CUANDO
SE REÚNA CON EL EQUIPO TÉCNICO DE HALLIBURTON.**

Donde quiera que se encuentren sus yacimientos no convencionales, los equipos técnicos de Halliburton están preparados para entender sus desafíos y discutir nuestras tecnologías probadas, nuestros flujos de trabajo exclusivos y soluciones integradas.

Para conocer más, por favor visítenos en halliburton.com ➤

HALLIBURTON

Solving challenges.™



Ajuste de historia y pronóstico con incertidumbre, una aplicación real

Primera parte

Por **Ing. Gustavo Gabriel Becerra**, Petrobras Argentina S.A.



Las incertidumbres geológicas, de reservorio, económicas y tecnológicas; la imprecisión y la falta de datos confiables afectan las decisiones de gerenciamiento de reservas y de los planes de desarrollo e incrementan el riesgo de la predicción de producción, por esta razón es indispensable una calibración del modelo dinámico con los datos de producción del campo. Este trabajo busca la integración del ajuste de historia con el análisis probabilístico de los escenarios representativos, a fin de estimar un rango representativo de las reservas que se desarrollarán. Basado en un caso real de un reservorio de la Cuenca de Campos, Brasil, el objetivo no busca conseguir el mejor ajuste determinístico, sino mostrar cómo el proceso de ajuste probabilístico del período histórico permite mitigar las incertidumbres identificadas.

En el período histórico es importante conocer el grado de precisión de las mediciones, con el objetivo de conseguir un comportamiento dinámico confiable. Las mediciones pueden tener diferentes tipos de errores que influirán en el resultado. Un ajuste de historia es considerado un problema inverso, lo que implica la existencia de varias respuestas posibles que pueden ser filtradas por medio de la aceptación de una banda alrededor de las mediciones históricas. Incluso con largos períodos no hay ninguna garantía de que el pronóstico se limite a esta banda, y puede existir una dispersión importante en el comportamiento de las curvas de producción. Una pregunta que deberíamos hacernos es ¿cómo podemos representar el futuro a partir de este conjunto?, destacando que aun contando con un extenso registro histórico de datos de producción, no siempre tendremos la garantía de que el pronóstico se restrinja a esta banda.

Podemos definir a la incertidumbre como el grado de conocimiento asociado con los atributos o parámetros que configuran un modelo. Es una magnitud asociada con la falta de información geológica, tecnológica o económica. Existe una cuarta categoría que engloba a las tres anteriores denominada sistemática y que representa los errores o “ruidos” propios de las observaciones de cualquier magnitud.

Un modelo es una representación numérica del sistema real (en este caso un reservorio de hidrocarburo) a través de parámetros o atributos descriptivos de propiedades físicas que lo caracterizan. Llamaremos “variables bajo análisis” a las respuestas calculadas con la simulación mediante una configuración específica del modelo funcional y representativo (por ejemplo, N_p , Q_o , Q_w , VAN).

La función objetivo (FO) cuantifica la diferencia entre los valores de los datos observados y los simulados durante un determinado período, depende del problema de estudio y del método utilizado. También puede referirse a una magnitud absoluta de una respuesta en análisis.

Para el alcance de este trabajo se define riesgo como el grado de variación de las FOs analizadas con los escenarios posibles. Representa un valor asociado con el grado de impacto técnico-económico que tiene una decisión en función de la incertidumbre presente. Representa a la evaluación de las consecuencias (positivas o negativas) de una elección e incorpora las incertidumbres críticas del problema bajo análisis.

El campo utilizado para este trabajo se encuentra en la cuenca de Campos en Brasil, a unos 80 km de la costa. El yacimiento es conformado por depósitos turbidíticos siliciclásticos bajo una lámina de agua entre 300 y 800 m. Estas areniscas son predominantemente masivas, con características acanaladas y gran distribución horizontal.

El depósito de arena principal tiene buenas características petrofísicas (más o menos del 27% de porosidad y 3000 mD de permeabilidad) y también un petróleo de buena calidad (29° API y 2.1 cp viscosidad).

El campo tiene una alta relación arena/arcilla y varias fallas normales, lo que resulta en bloques que pueden tener ciertas restricciones de comunicación hidráulica. El bloque principal se divide en tres zonas estratigráficas, separados por discordancias, pero conectados hidráulicamente. En la figura 1 se muestra la división del bloque de producción.

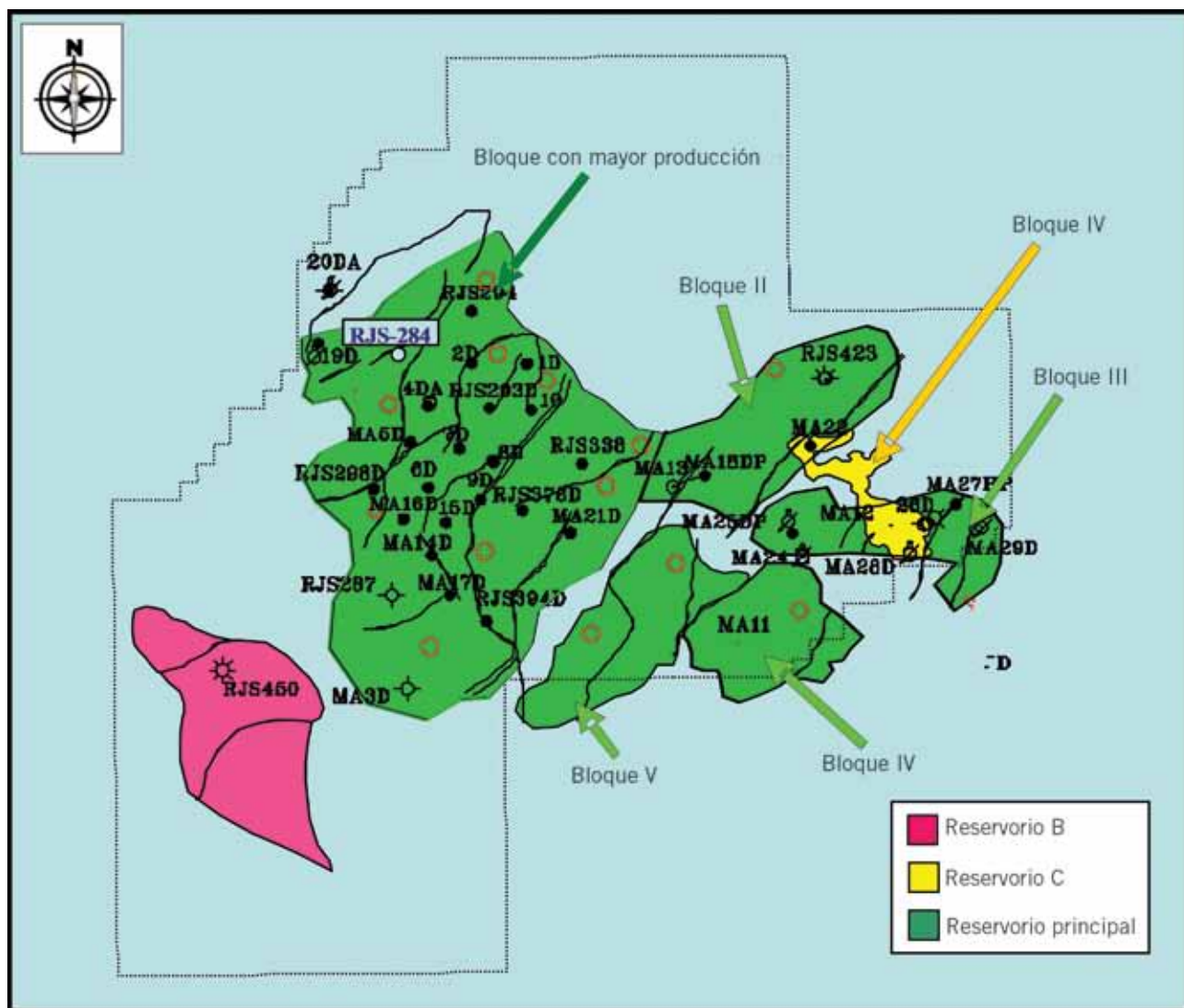


Figura 1. Reservorio principal y ubicación de los bloques de producción del campo.

Los primeros catorce años de producción se centraron en la región norte del campo y causaron una depleción significativa debido a la falta de inyección de agua. La producción de agua en este período se debe al efecto del acuífero. Posteriormente, se inició la inyección de agua y se expandió la producción en la región sur. En este período fue necesario re-completar varios pozos para evitar la producción excesiva de agua, siguiendo la estrategia definida para el campo, que consistió en el taponamiento de los intervalos más bajos ya barridos por los frentes de desplazamiento del agua y el punzado de los intervalos superiores.

Para este estudio fueron considerados solo los primeros catorce años de producción como datos observados. La producción de los años siguientes fue tratada como desconocida, y se predijo directamente con el modelo de simulación.

No forma parte del alcance de este trabajo la validación exhaustiva del rango de los posibles pronósticos obtenidos a través de toda la historia de producción registrada. Solo se considera una parte de los datos históricos reales con el objetivo de aplicar la metodología presentada en este modelo.

Objetivo

El objetivo de este trabajo es presentar un ejemplo práctico de un análisis de incerteza en el nivel global en un campo con historia de producción.

Se propone una metodología para identificación de modelos representativos ajustados dentro de un rango de aceptación definido, normalmente limitado por una tolerancia determinada, en lugar de obtener el mejor modelo ajustado posible. El propósito no pretende obtener el mejor ajuste determinístico, sino mostrar cómo el proceso de ajuste histórico probabilístico posibilita una mitigación de las incertidumbres identificadas (Becerra, 2007). Se busca obtener una forma más robusta de identificación de los atributos críticos que configuran los modelos con ajustes representativos y la variabilidad de sus respuestas. Un propósito secundario del trabajo es la identificación de las limitaciones, las ventajas y las desventajas de los programas utilizados ante la disponibilidad de opciones y procedimientos semejantes.

Para desarrollar este análisis se estableció una metodología y se recurrió al uso en forma paralela de dos herra-

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

 **MEGA**
COMPAÑÍA MEGA S.A.

mientas comerciales (se usaron las versiones 2013 de los softwares, algunas mejoras técnicas ya han sido implementadas desde entonces). La herramienta A fue desarrollada por un proyecto industrial conjunto (*Joint Industrial Project*) dirigido por el IFPEN/Beicip-Franlab, con la participación de Petrobras y otras empresas como patrocinadores. La herramienta B está disponible en el conjunto de programas de CMG.

Antecedentes

El enfoque multidisciplinario para un ajuste de historia combinado con un análisis de incertidumbre es bastante reciente (aproximadamente diez años) y se puede encontrar en la literatura técnica una variedad de procedimientos. Roggero (1997), Christie *et al.* (2002) y Kashib y Srinivasan (2006) proponen métodos basados en probabilidades condicionales que siguen el formalismo bayesiano, para actualizar la distribución de atributos geológicos, considerando la información incluida en las respuestas dinámicas de las variables observadas.

El uso de métodos estadísticos es otra línea de análisis. En este sentido, Gu y Oliver (2004) aplicaron el método de filtro de Kalman para obtener automáticamente múltiples modelos ajustados para la estimación posterior de la incertidumbre en las predicciones. Alvarado *et al.* (2005) señalaron la importancia de la cuantificación de la incer-

tidumbre en las predicciones de producción. Propusieron una metodología que considera la distribución de probabilidad del período de predicción, que se basa en la calidad y el peso atribuido al ajuste de una función objetivo definido para el período histórico.

Enfoques similares en este tema de investigación son presentados por Williams *et al.* (2004) y Ma *et al.* (2006). Queipo *et al.* (2002) presentan una metodología basada en el uso de redes neuronales artificiales y la optimización global eficiente para el cálculo de la distribución espacial de la permeabilidad y la porosidad en reservorios heterogéneos con múltiples fluidos, a través de la calibración de los datos estáticos y dinámicos disponibles.

Basados en el uso de algoritmos de optimización, Nicotra *et al.* (2005) y Rotondi *et al.* (2006) desarrollaron métodos de predicción de la producción y cuantificación de la incertidumbre utilizando algoritmos de vecindad más próxima (*k-nearest neighborhood algorithm*), que consisten en el uso de un muestreo estocástico para buscar una coincidencia aceptable de los datos observados. Suzuki y Caers (2006) también sugirieron este tipo de algoritmos en conjunto con un proceso geoestadístico de múltiples puntos. En su trabajo, cada escenario se describe cuantitativamente como una imagen de entrenamiento y una realización de un modelo geológico, ambas estocásticamente generadas.

En Petrobras existe una creciente necesidad de metodologías que permitan evaluar las incertidumbres y mitigarlas usando los datos históricos. Estudios recientes tratan de lo-



BOMBAS ALTERNATIVAS DE SIMPLE Y DOBLE EFECTO
DUPLEX · TRIPLEX · QUINTUPLEX
SERVICIO POST-VENTA, INGENIERÍA Y REPUESTOS.





Nuestras Bombas pueden satisfacer una amplia gama con caudales hasta 2.960 m³/día y presiones hasta 350 Kg/cm².

Base Neuquén Emilio Bellenguer N° 3025 Pque. Industrial (Este) Tel: (54) 0299-441-3831 siam-neuquen@metales-arcon.com.ar	Planta Industrial Dr. Atilio Lavarello 2156 · Avellaneda Pcia. de Bs. As. Rep. Argentina Tel: (54-11) 4203-0011 ventas@metales-arcon.com.ar www.siam-arcon.com.ar	Base Comodoro Rivadavia Cagliero N° 112 Tel: (54) 0297-446-0802 arconcomodoro@sinectis.com.ar
--	--	--



EMPRESA NEUQUINA DE SERVICIOS DE INGENIERÍA



25 años al servicio de nuestros clientes



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

gar este objetivo, pero aún no hay una directriz consolidada. Reis (2006) propone un enfoque de uso de la relación diseño de experimento/Superficie de Respuesta, con un filtro vinculado a descartar simulaciones de Monte Carlo que no reproduzcan los datos observados y también hace uso de la técnica de redes neuronales artificiales para combinar el análisis de riesgo con el ajuste de historia. Esta metodología fue aplicada a otro campo brasileño *off-shore* por Lisboa y Duarte (2010), con el objetivo de ubicar dos nuevas locaciones. El uso de modelos representativos a fin de cuantificar las incertidumbres de un campo con producción fue abordado por Costa (2009). Otros trabajos han sido presentados internamente, pero no resultaron en artículos escritos.

A partir de la revisión bibliográfica, se puede deducir que el análisis combinado de incertidumbre y riesgo con la historia es un tema que acepta diferentes enfoques. Este estudio utiliza datos históricos para reducir el rango de incertidumbre en los parámetros de entrada, lo que conduce a un conjunto de modelos representativos con mejores capacidades de predicción. El impacto de las nuevas distribuciones de los parámetros en las respuestas de los modelos se evalúa por medio de simulaciones de Monte Carlo en base a un modelo *proxy* para determinados tiempos (superficie de repuesta polinómica o derivada de interpolación *kriging*), construido a partir del diseño experimental.

Para evaluar la calidad del ajuste de un determinado modelo, es necesario poder cuantificarlo. En este trabajo, y en la mayoría de los aplicativos comerciales, se llama Función Objetivo (FO) a la distancia entre los datos observados y los simulados. Esta cuantificación es ligeramente diferente en cada una de las herramientas, los detalles se abordarán en otra sección.

En la herramienta A, fueron realizadas corridas de simulaciones de confirmación, de manera iterativa, lo que permitió validar las SR (Simulación representativa) alrededor de los mínimos de la FO, aumentando gradualmente su calidad en las zonas de menor valor de la función objetivo. Posteriormente, un filtro aplicado sobre las SR mejoradas en la zona de los mínimos permitió la obtención de diferentes modelos representativos ajustados, que serán usados para evaluar el grado de dispersión de las respuestas en el período de pronóstico.

En la herramienta B, el filtro se aplica directamente a las tentativas de solución del algoritmo de optimización utilizado para el ajuste de historia. En esta alternativa, las simulaciones de flujo se utilizan directamente en lugar de los modelos *proxy*.

Finalmente, para obtener un análisis de incertidumbre completo para el período de previsión, parámetros que no tienen influencia en el período HM, pero que repercuten en el pronóstico, deben ser identificados e incluidos en el análisis. La gama de nuevas curvas de producción de previsión (con dispersión reducida) se utilizará para evaluar la viabilidad del proyecto.

Consideraciones sobre el ajuste de historia con incertidumbre

Tres características son fundamentales en la toma de decisión con incertidumbre en el desarrollo de un campo productor de hidrocarburos:

- En cada paso del modelado geofísico, geológico y de reservorios, la incertidumbre es propagada desde cada etapa y disciplina, y nuevas incertidumbres son integradas en la medida que son identificadas.
- En las simulaciones de los modelos dinámicos, el hecho de realizar el ajuste de historia conduce a una reducción de la distribución de la incertidumbre *a priori* (grado de conocimiento inicial).
- La incertidumbre remanente (resultante de las distribuciones *a posteriori* y de la inclusión de nuevos parámetros controlables a optimizar) impacta sobre la toma de decisión de los futuros desarrollos del proyecto y debe ser considerada en el análisis de riesgo de las inversiones.

Los principales pasos que se deben considerar en la etapa de modelado dinámica con incertidumbre son los siguientes:

- **Paso 1:** sensibilidad y análisis de incertidumbre inicial.

El propósito fundamental es identificar y caracterizar la incertidumbre asociada al problema (*bracketing the history*). Además, se busca definir los criterios para evaluar y medir el grado de ajuste de los datos observados (tipo y formulación de las funciones objetivo) y seleccionar aquellos atributos inciertos con mayor influencia en el ajuste asistido para la posterior propagación de la incertidumbre en los pronósticos de producción.

- **Paso 2:** ajuste de historia asistido con reducción de la incertidumbre.

El objetivo principal es la caracterización de la incertidumbre remanente. Diversas herramientas comerciales, como *Enable*, *Mepo*, *CondorFlow*, *Nexus* pueden utilizarse en esta fase; además de *Cougar* y de *CMost* utilizadas en este trabajo.

- **Paso 3:** optimización del plano de desarrollo con incertidumbre remanente.

El objetivo es obtener la mejor estrategia sobre qué tipos y qué controles aplicar en los pozos.

Paso 1. Sensibilidad y análisis de incertidumbre inicial

Algunas preguntas frecuentes en la fase inicial de esta etapa son ¿los modelos estáticos y dinámicos seleccionados son los correctos?, ¿es posible reproducir el comportamiento observado?, ¿conozco y estoy considerando realmente todos los parámetros inciertos del problema?, ¿los rangos de variación de los atributos son adecuados y representativos?

Una de las principales razones para realizar un análisis de sensibilidad es mejorar el conocimiento del fenómeno y su respuesta a los cambios en los parámetros que lo afecta y, a la vez, reconocer aquellos con mayor influencia. Además, este paso permite la cuantificación de la influencia primaria y de la interacción entre los parámetros que pueden afectar el ajuste.

Un análisis de sensibilidad se define como la medida del efecto de un factor de entrada (parámetro incierto X) en la respuesta de la salida (variable de salida Y). La herramienta es la obtención de los índices de sensibilidad recordando que una simulación de reservorios implica una compleja relación multi-variable no lineal. Estos análisis se realizan en las siguientes situaciones:



ULTRA LIVIANOS

Tu día más seguro, tu vida más liviana.



Urban



Modelo
FRONTIER BROWN

CORDONES*
◆◆



Modelo
HORIZON BROWN

CORDONES*
◆◆

NUMERACIÓN DISPONIBLE 36 AL 46

*Alternativa de cordones. Incluidos en la caja.



PUNTERA DE ALUMINIO
40 % MÁS LIVIANA



CALZADO
DIELECTRICO



- Cuando muchos atributos inciertos son detectados.
- Para cuantificar la influencia de un parámetro o su inter-relación con otros en una respuesta determinada.
- Cuando la relación entre el fenómeno y los atributos del problema no resulta fácil de entender.

El análisis de sensibilidad global (ASG) es un análisis de impacto cruzado (segundo orden) de los parámetros inciertos en la variable en estudio. Este tipo de tratamiento implica el uso de una función de distribución de probabilidad para cada parámetro, ya que también se basa en el muestreo Monte Carlo. En consecuencia, este análisis requiere el uso de meta-modelos sofisticados y de buena calidad, lo que hace posible una investigación exhaustiva del dominio de variación y la evaluación de la inter-relación no lineal entre los parámetros considerados.

La segunda fase del Paso 1 consiste en definir los criterios de calidad para evaluar el grado de ajuste, es decir, seleccionar los pesos adecuados para cada término integrante de la ecuación de la Función Objetivo (FO). Las preguntas frecuentes en esta etapa son ¿qué pesos debo aplicar para series de medición de diferentes naturalezas?, ¿cuándo debo detener un proceso de mejora de un ajuste?, ¿cuál es el valor máximo aceptable de una FO compuesta?

Debemos tener en cuenta que siempre existen imprecisiones de medición y errores intrínsecos propios del modelo. Además siempre hay consideraciones subjetivas del analista respecto de su confianza en la capacidad pre-

dictiva del modelo. El problema se centra en definir un grado de importancia de esos errores que sea comparable con las mediciones de los diferentes tipos de variables consideradas en los diversos términos de la función objetivo compuesta.

Algunas preguntas que deben plantearse en esta etapa son ¿los componentes de la FO son coherentes con la visión del analista de lo que se debe tener en cuenta para considerar un ajuste de historia representativo?, ¿la FO definida tiene la capacidad de proporcionar resultados comparables con los que un analista tendría en la selección determinista de su mejor ajuste?

Para responder a estas preguntas es importante tener en cuenta los valores de las desviaciones estándar de los diversos componentes de la FO como una medida de la importancia de cada término de la función compuesta construida. Por ejemplo, dar la misma importancia a los ajustes de agua y presión. Esto es posible si los términos correspondientes en la FO tienen desviaciones estándar similares en las salidas calculadas para el grupo de modelos analizado. El impacto en la varianza de la respuesta también es el criterio utilizado cuando efectuamos un análisis de Sensibilidad Global al seleccionar los parámetros más influyentes para tener en cuenta en los pasos siguientes.

La fase final de este paso es la selección de los parámetros más influyentes. Es importante incluir el mayor número posible de parámetros y utilizar un amplio rango de variación para asegurar que los resultados obtenidos en las



SERVIUR
tratamiento de aguas y efluentes

Cuidar el **agua** es proteger la **Industria**

Desarrollamos y aplicamos tecnologías para el
tratamiento y reuso de agua y efluentes en **Oil & Gas**

RECUPERACIÓN (EOR) POR AGUAS EXTERNAS O PRODUCIDAS EN EXPLOTACIÓN
CONVENCIONAL Y NO CONVENCIONAL

TRATAMIENTOS PARA DESCARGA

UNIDADES ESTACIONARIAS, MÓVILES Y TRANSPORTABLES

TRATAMIENTO DE AGUAS INDUSTRIALES Y DE CONSUMO

EFLUENTES LÍQUIDOS EN GENERAL



Serviur S.A.
Amenábar 1247, Piso 1,
C1426AJU Buenos Aires
Tel. Fax: 54 11 4786-3888 L.Rot.
www.serviur.com - info@serviur.com



CUBRIENDO **EL MAPA.** SATISFACIENDO **SUS NECESIDADES.**



ELECTRIC LINE

| SLICK LINE

| WELL TESTING

| COILED TUBING

Superior soluciones que se extienden al mundo.

Somos una empresa que se compromete a satisfacer inmediatamente las necesidades de nuestros clientes de petróleo y gas, y siempre hemos creído en ir más allá de sus expectativas. Ese compromiso se extiende alrededor del mundo mientras continuamos ampliando nuestros servicios de perforación, terminación y producción a nuevos mercados internacionales. Donde sea que nos necesite, nuestro servicio es Superior.

Explore Superior soluciones en: www.superiorenergy.com



SUPERIOR
ENERGY SERVICES

Esmeralda 1080 5º Piso, (C1007ABN) Bs.As. Argentina
Tel.:(+54-11) 5530-1150

simulaciones realizadas, según el diseño de experimentos elegido, se encuentren contenidos en una faja de variación acorde con la incertidumbre que se intenta representar. Si se diera el caso en el que la curva de los datos históricos no se encontrara dentro de esta banda o faja de dispersión inicial, es necesario volver al paso inicial y redefinir los parámetros inciertos, sea por la alteración de los límites o por la inclusión de nuevos parámetros de modo de garantizar que los registros históricos sean contenidos en la faja de incertidumbre inicial.

Los análisis de sensibilidad global se realizan en esta fase sobre las diferentes funciones objetivo con el fin de una clasificación inicial (*screening*) antes de comenzar el ajuste. Un diseño de experimentos basado en hipercubo latino (LHS), seguido por la construcción de superficies de respuesta no paramétricas (SRNP) es una combinación adecuada para el modelado del problema, como se explicará más adelante. El enfoque con ASG también ayuda en la detección de qué parámetros debemos optimizar, en primer lugar, y también si se deben tomar por separado o juntos en la estrategia de análisis (esta información se obtiene por los valores de los efectos de influencia cruzada entre los atributos). La interacción entre dos parámetros con poca influencia primaria independiente puede, con frecuencia, ser relevante en el intervalo de variación de una FO.

Un ajuste manual puede ser utilizado como punto de partida para el proceso de optimización de la FO. También podría ser utilizado para descartar valores posibles de los atributos para el posterior proceso de ajuste asistido.

Paso 2. Ajuste de historia asistido con reducción de incertidumbre

En esta etapa, pueden llevarse a cabo tres tipos de enfoque de acuerdo con la disponibilidad de recursos y de tiempo.

Camino 1. Optimización determinística

Esta aproximación consiste en la evaluación de la calidad de las SR representativas de la FO analizada. A partir de un proceso iterativo e interactivo se van adicionando corridas de confirmación para mejorar progresivamente la calidad de la SR, focalizando la zona de valores mínimos. Los parámetros que no tienen ninguna influencia en el ajuste, pero que podrían afectar al pronóstico deben ser incluidos para el análisis de comportamiento futuro. Este camino será desarrollado con más detalle.

- Ventajas: conceptualmente simple y con control del analista, requiere un costo computacional menor en comparación con otros enfoques.
- Desventajas: la mitigación de la incertidumbre de los parámetros utilizados en el ajuste se obtiene de filtros que actúan sobre meta-modelos aproximados.

Camino 2. Aproximación probabilística

La consideración de un diseño de tipo probabilidad condicional o bayesiana se utiliza para obtener la dispersión *a posteriori* de la incertidumbre y para ser utilizada en las predicciones (Busby y Feraille, 2008). Este tipo de método de diseño adaptativo disminuye el número requerido de simulaciones para construir una superficie de respuesta precisa y predictiva en las áreas de espacio de muestreo

donde los valores de FO son bajos (región de soluciones aceptables). Esta aproximación de la FO seguidamente es usada en un algoritmo del tipo *Markov Chain Monte Carlo* (MCMC) para calcular la distribución a posteriori de los parámetros inciertos que permiten aproximar las respuestas calculadas a las mediciones de producción. Al final del período histórico, un nuevo plan de desarrollo se implementa y, por lo tanto, nuevos parámetros controlables pueden (y deben) añadirse al modelo generado.

- Ventajas: genera, en forma automática, el estrechamiento de los intervalos de incertidumbre de los atributos utilizados en el ajuste histórico y permite una optimización global del problema.
- Desventajas: gran consumo de tiempo computacional con la posibilidad de aparición de problemas de convergencia.

Camino 3. Optimización determinística seguida de probabilística

Siguiendo las técnicas del camino 1, es posible obtener el mejor ajuste determinístico, que se puede utilizar como punto de partida para la aproximación bayesiana. Este enfoque permite caracterizar otras soluciones aceptables y obtener la incertidumbre remanente para la etapa de predicción.

- Ventajas: permite una convergencia más rápida y un mejor ajuste que el obtenido por el camino 2.
- Desventajas: consumo considerable de tiempo computacional. El ajuste inicial elegido al comienzo del cálculo ejerce una fuerte influencia, y da lugar a una focalización alrededor de un mínimo local del problema cuando, por su naturaleza, siempre existen más de una solución posible para resolver el ajuste (la FO tiene mínimos locales múltiples, pero solo uno de ellos se encuentra por la optimización determinística).

Paso 3. Optimización del plan de desarrollo y predicción con incertidumbre a posteriori

Las decisiones en un plan de desarrollo se pueden clasificar en tres clases:

- Tipos de estrategias de desarrollo: cuándo, cómo y dónde aplicar la depleción primaria, inyección de agua, inyección de gas-agua alternada, la inyección de gas o CO₂, etc.
- Tipos de tácticas para los pozos: la selección del tipo y la trayectoria de pozos, los objetivos, el espaciamiento, los diámetros de cañerías, los sistemas de elevación, el tipo de terminación, etc.
- Tipos de tácticas operacionales: la tasa de reemplazo de líquidos en condiciones de fondo, el balance entre las zonas bajo recuperación secundaria, la tasa de llenado del casquete de gas, el cronograma de terminaciones, las restricciones de presiones de fondo y de cabeza de pozos productores e inyectores, el límites de caudales de producción y de inyección por zonas, etc.

En esta fase también se pueden distinguir tres tipos de enfoques para el tratamiento de este problema:

- Enfoque 1: optimización determinística de la respuesta por medio de la variación de los parámetros de control usando el mejor ajuste de historia.



Oil & Gas Products & Services Argentina SA

PROMOVIENDO SOLUCIONES INTEGRALES PARA MAXIMIZAR LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS EN NUESTRO PAÍS.



Dos décadas de trayectoria incrementando sostenidamente nuestro contenido local, nuestra participación y compromiso con el mercado energético Argentino, líderes en el mercado compartido de bombeo electro-sumergible.

- Equipos de bombeo electrosumergible con capacidad desde 15 m³/día.
- Sensores de fondo para uso extremo de temperatura y profundidad.
- Bombas de superficie para transferencia e inyección con capacidades hasta 10.000 m³/día y presiones de hasta 450 kg/cm².
- Variadores de frecuencia para toda la gama.



PLANTA INDUSTRIAL:

Dalle Mura 150, Barrio Industrial
Comodoro Rivadavia

CONTACTO

consultas.WPSArgentina@ge.com
Tel.: +54 0297 440 7500



imagination at work

- Enfoque 2: toma de decisión con incertidumbre donde varias opciones de desarrollo disponibles se ponen a prueba, bajo un único modelo con incertidumbre, para escoger la solución más adecuada con el contexto (condicionamientos) del problema.
- Enfoque 3: optimización con incertidumbre. En este caso, se proporciona una respuesta a ser optimizado (modelo con incertidumbre), teniendo en cuenta parámetros controlables y nuevos parámetros de incertidumbre no fueron considerados en el Paso 2 (ajuste de historia). Diferentes escenarios pueden ser previstos para evaluar la estrategia de desarrollo y las tácticas asociadas con la operación relacionada. Entre ellos, se muestra los siguientes ejemplos:
 - Escenario 1. Optimización determinística o selección seguida de decisión con incertidumbre.

Diversas estrategias de desarrollo y una sola táctica de distribución y tipo de pozos (espaciamiento y geometría) se establecen para todas las estrategias con las operaciones optimizadas de forma determinista (utilizando el mejor ajuste histórico). Todos los casos son corridos en meta-modelos con incertidumbre para seleccionar el mejor plan de desarrollo. Una vez que se elige la mejor estrategia, tácticas diferentes en relación con la geometría y el espaciamiento pueden abordarse; y nuevamente se selecciona el mejor conjunto de soluciones. Este escenario es muy costoso en tiempo computacional.

- Escenario 2. Optimización probabilística o selección seguida de optimización con incertidumbre y posterior toma de decisión.

Este escenario es considerado el más robusto. Son definidas diversas estrategias de desarrollo para cada modelo ajustado y varias tácticas para los pozos. Para cada una de las combinaciones modeladas, las estrategias de operación con incertidumbre son optimizadas para permitir la comparación de los resultados. En este enfoque se puede incluir el caso en el que son parametrizadas algunas tácticas de pozo (por ejemplo, las ubicaciones de nuevos pozos) y podrían ser abordadas en la optimización con incertidumbre de modo separado del resto de la operación.

Escenarios como los que se presentaron pueden imaginarse con diversas combinaciones de optimización determinística, la toma de decisiones en condiciones de incertidumbre y optimización con incertidumbre. Los escenarios anteriores se utilizan como ejemplos de lo que puede ser realizado.

Modelo

Se utilizó un modelo de simulación numérica del tipo *Black Oil* con aproximadamente 100.000 bloques para re-

CENTROINVEST.COM

ADDING VALUE
TO OUR CLIENTS

**AGREGANDO VALOR
A NUESTROS CLIENTES**



Transporte marítimo y fluvial
de petróleo crudo y subproductos,
remolcadores de puerto y
remolcadores offshore.

Marine and fluvial transportation
of crude oil and byproducts,
harbour towage and offshore
vessels services.






Antares Naviera

Edificio Torre Bouchard | Tel. Fax: 54.11.4317.8400 / 8403
Bouchard 547 / Piso 21 / C1106ABG / Buenos Aires / ARGENTINA
www.antareshnaviera.com



El más avanzado servicio de LWD en Argentina

Traemos experiencia internacional para evaluación de formaciones en tiempo real.

Las herramientas LWD de Weatherford pueden maximizar la eficiencia de sus operaciones de perforación incluso en las condiciones más extremas.

La precisión de las mediciones de esta tecnología le permiten obtener información confiable de la formación en todos los ambientes operativos, incluyendo altas temperaturas y presiones, mayores dog legs y zonas de pérdida de circulación.

Contacte a su representante Weatherford para conocer más sobre las capacidades y aplicaciones de esta tecnología que estará disponible en Argentina a partir del segundo semestre de 2015.

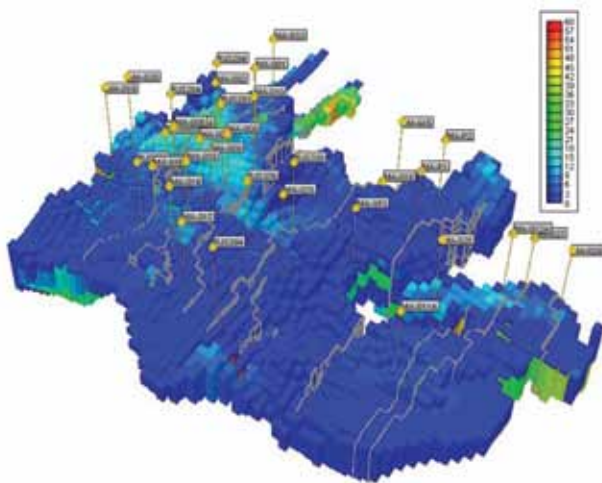


Figura 2. Imagen 3D del modelo de simulación (sistema de celdas). La propiedad mostrada es el espesor poroso con petróleo (metros).

presentar el bloque principal de producción. El tamaño de la grilla es de 105 x 75 x 12. Las capas 11 y 12 representan básicamente el acuífero de fondo existente (Figura 2).

Se colocaron varias fallas en el modelo, la mayoría verticales, con base en la interpretación sísmica, con multiplicadores para considerar la incertidumbre en la comunicación entre los bloques. Se utilizó una relación global de permeabilidades kv/kh. El acuífero se encuentra en las capas inferiores, reforzados con una representación analítica *Carter Tracy*. Un único conjunto de curvas de permeabilidad relativa y un solo contacto agua-petróleo se consideró para el bloque principal de producción. El modelo cuenta con 29 pozos productores y 5 pozos inyectores (Figuras 3a y 3b).

Flujo de trabajo

El propósito de este estudio es aplicar el Paso 1 (sensibilidad y el análisis inicial de incertidumbre) y el Camino 1 del Paso 2 (ajuste asistido de historia para reducir la incertidumbre mediante optimización determinista), mientras que la aplicación del Paso 3 (optimización del plan de

desarrollo con incerteza remanente) se encuentra fuera del alcance de este análisis.

El objetivo general del trabajo es hacer un ajuste de historia (AH) teniendo en cuenta la incertidumbre inicial de los parámetros críticos identificados por medio de un análisis de sensibilidad global. Se busca obtener una mitigación posterior de los rangos de variación de estos parámetros, reduciendo al mínimo las funciones objetivo elegidas, que cuantifican la separación de las variables calculadas respecto de sus valores históricos. Por último, se tratará de obtener un pronóstico probabilístico de producción basado en el estrechamiento de los rangos de variación de los parámetros inciertos.

Los procedimientos generales para cumplir esos objetivos son listados a continuación, pero el orden y la elección de uno u otro dependen muchas veces del programa comercial utilizado.

1. Inicialmente es importante pre-procesar la información recopilada y revisar todos los datos de entrada (estática y dinámica) y validar o eliminar todas las mediciones cuestionables.
2. Recopilar y realizar controles de calidad de las respuestas de simulación (presiones y producciones de agua y de petróleo).
3. Establecer criterios para la cuantificación de la medición de la calidad del ajuste de historia (creación de la función objetivo).
4. Identificar los parámetros inciertos, su posible rango de variación y las distribuciones *a priori* que los representan.
5. Seleccionar el diseño experimental para combinar con todos los parámetros inciertos y el modelo de superficie de respuesta para el análisis global de sensibilidad.
6. Analizar la sensibilidad de los parámetros para la presión y la producción de petróleo y de agua, y su efecto en la calidad del ajuste de historia.
7. Seleccionar los parámetros más críticos para iniciar el proceso de ajuste asistido de historia.
8. Realizar un diseño experimental más detallado teniendo en cuenta únicamente los parámetros críticos seleccionados.

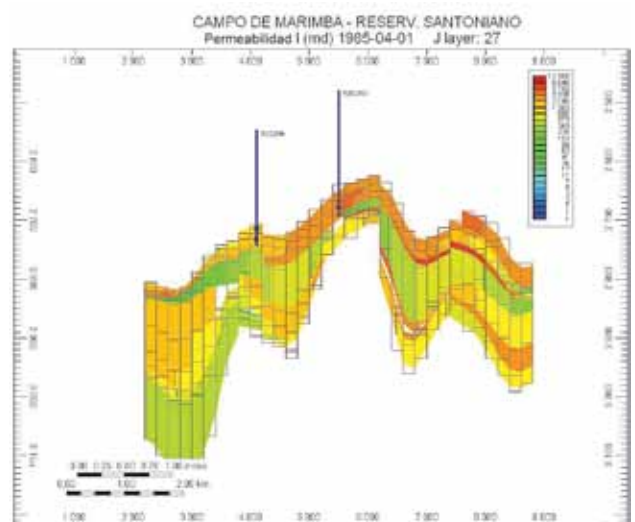
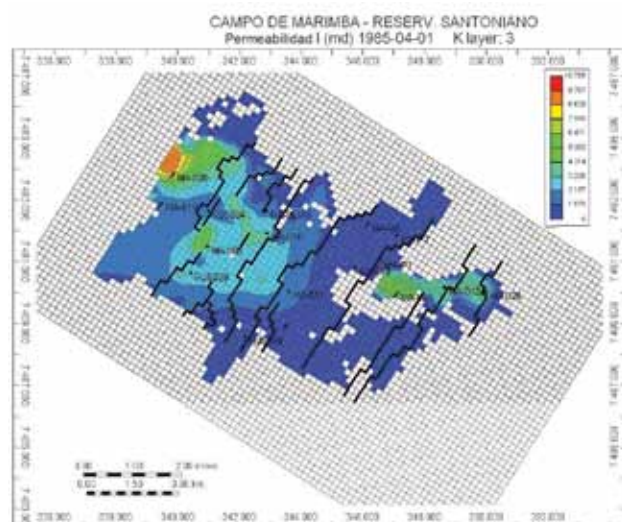


Figura 3. Imagen 2D del tercer nivel, (a) planta (b) corte este-oeste. La propiedad representada es la permeabilidad horizontal (mD).

Sabemos controlarlo. Podemos prevenirlo.



Neuquén



Chile



Chubut

Más de veinte años de Servicios Comprobados en el **Control de Blowouts y Firefighting** a nivel internacional con Especialistas, herramientas y equipamiento propio.

Unido a una larga experiencia, potenciada con una capacitación permanente, nos permite presentar el **Programa Risk Management SAFE WELL**, para trabajar en la prevención de estas contingencias.

Única Compañía Nacional con trayectoria Internacional en Well Control Services, las 24 hs.

Risk Management SAFE WELL Program

RIG AND WELLHEAD INSPECTIONS & AUDITS:

- Relevamientos de Equipos Torre.
- Rig High Pressure Well Control Equipment.
- Inspecciones a Bocas de Pozos.
- Auditorías de Simulacros de Surgencias en Equipos Torre.

BLOWOUT CONTINGENCY PLANS - BOCPP

- Actualizaciones, confecciones y seguimientos.
- Introducción del DIRECTORIO DE SERVICIOS Y EQUIPAMIENTOS PARA BLOWOUTS.
- Training para optimizar estos recursos.

TRAINING:

- Lockwood es acreditado por WellCAP de la IADC, para dictar los Cursos de Well Control.



Ing. Luis A. Huergo 2914
PIN - Oeste
Q8302SJR - Neuquén - Argentina
Tel.: (+54) 0299 - 4413782/4413785/4413885
Fax: (+54) 0299 - 4413832
www.lockwood.com.ar
informes@lockwood.com.ar



LOCKWOOD

La satisfacción del saber hacer

COMMITTED TO PREVENT ENERGY LOSS

9. Obtener la banda de dispersión de incertidumbre *a priori* del comportamiento del reservorio mediante propagación de simulaciones Monte Carlo (MC) sobre las superficies de respuesta para cada variable de ajuste, sin tener en cuenta los datos de producción. Más adelante, esta banda permitirá referenciar la magnitud de la reducción de la incertidumbre obtenida.
10. Realizar iterativamente simulaciones de flujo adicionales dirigidas a mejorar la calidad de la SR en torno de la zona de mínimos de la función objetivo (para la herramienta A) o realizar un proceso de optimización para encontrar la combinación de parámetros que minimizan la función objetivo (en la herramienta B).
11. Determinar las distribuciones de probabilidad *a posteriori* con rangos más angostos para los parámetros críticos.
12. Identificar nuevos parámetros que podrían afectar solo el período de predicción.
13. Seleccionar el diseño experimental final que incluye los parámetros críticos y sus distribuciones posteriores asociadas. Incluir nuevos parámetros que no se utilizaron para el ajuste de historia, pero que podrían afectar el período de pronóstico y realizar una nueva propagación MC sobre las superficies de respuesta.
14. Obtener el análisis final de la incertidumbre.
15. Determinar las distribuciones de probabilidad de las variables de interés en varios tiempos característicos elegidos en las curvas de predicción.
16. Obtener las curvas representativas de percentiles característicos P_{10} , P_{50} y P_{90} .
17. Construir modelos de flujo reales (a partir de las combinaciones de parámetros) correspondientes a los casos de los percentiles característicos P_{10} , P_{50} y P_{90} para todos tiempos considerados en el paso anterior simultáneamente. Estos modelos son extraídos usando un filtro sobre las superficies de respuestas conjuntas, válidas y vinculadas en esos tiempos múltiples entre todos los lanzamientos probabilísticos MC disponibles.

Parámetros seleccionados

Los parámetros inciertos considerados y sus límites y valores centrales son mostrados en la tabla 1.

Diseño de experimentos

Para los análisis mencionados en el flujo de trabajo, fueron realizados diversos diseños experimentales con Hipercubo Latino (LHS), en general se destacan las herramientas comerciales utilizadas con diferentes tipos de diseño de experimentos. La selección del diseño es importante cuando se trabaja con modelos de superficie de respuesta. Entre los tipos disponibles, se destaca la técnica LHS que ha sido ampliamente usada y recomendada en estudios que envuelven diseños de experimentos (Zubarev, 2009; Bravtold y Begg, 2010). Esta técnica asegura que se investigue todo el espacio de muestreo del problema (*space filling*) con el empleo de un “muestreo estratificado”, a fin de disminuir el número de simulaciones requeridas sin reducir la calidad de superficie de respuesta. Este tipo de diseño genera un conjunto de puntos que, a pesar de ser aleatorios, permite un muestreo del modelo teniendo en cuenta la distribución asociada informada para cada parámetro incierto, concentrándose en las zonas con más probabilidad de ocurrencia.

Por ejemplo, consideremos n experimentos (simulaciones) y dos parámetros inciertos con distribuciones de probabilidades distintas, el primero triangular y el otro normal, como se muestra en la figura 4. Sobre la base de la distribución de probabilidad acumulada para ambos parámetros se proponen n puntos uniformemente distribuidos desde la discretización de cada distribución que cumplen con las siguientes condiciones:

- Los valores muestreados al azar se combinan para definir los experimentos de una única muestra de la misma manera que en una simulación de Monte Carlo.
- Las muestras se definen un número de veces constantes para cada rango discreto sin ser repetido en experimentos sucesivos, y asegura así un muestreo de todo el intervalo de búsqueda considerado para el atributo.
- Los valores muestreados tienden a concentrarse alrededor de la mayor probabilidad, que indica la característica de la dependencia según el tipo de función de distribución asociada a cada parámetro.

Cuando se trabaja con la herramienta B, algún tipo de atención es necesario al emplear el diseño experimental hipercubo latino. Aunque el paso que combina los parámetros para crear los experimentos sigue la metodología

Nombre	Min	Max	Valores centrales	Descripción
AQ100 y AQ200	0	0.2	0.0715 y 0.0657	Reducción de transmisibilidad en la conexión de los acuíferos CRP-100 y CRP-200
AQRAD	500	5000	1000	Radio equivalente del reservorio para el cálculo del acuífero analítico
AQRPOR	0.2	0.4	0.3	Variación de la porosidad del acuífero analítico
CPOR	9.00E-05	1.10E-04	1.00E-04	Compresibilidad de la formación
MULTF (n I/S)	0.1	1	Media 0.185	Multiplicadores para reducción de transmisibilidad de fallas
MULTPI	0.5	2	1	Multiplicadores de IP para pozos perforados. Utilizados en la etapa de pronóstico.
PERMI	0.8	1.8	1.3	Multiplicador de la permeabilidad horizontal
PERMK	0.005	0.05	0.01438	Multiplicador de la permeabilidad vertical
TK	“TK_1”, “TK_2”, “TK_3”		TK_3	Distribución de la transmisibilidad vertical nula variando según valores de <i>cutoff</i> en mapas NTG (discreto)
WOC	2754	2758	2754	Contacto Agua-Petróleo
krow_max	-	-	0.79	Parámetros de permeabilidad relativa por Corey
krw_max	0.2	0.5	0.3	
no	0.5	2.5	1.5	
nw	3.5	6.5	5	

Tabla 1. Parámetros con incertidumbre considerados en el estudio.



METALURGICA ALBACE

Estructuras metálicas:

Las estructuras se calculan de acuerdo al pedido o necesidades del cliente, estudiándose cada situación en particular por nuestro grupo de ingenieros.



Esta sección cuenta con una importante flota de vehículos propios, destacándose desde plataformas elevadizas y camiones con grúas, hasta una grúa torre de 36 mts. de alto.

Las estructuras se realizan en acero inoxidable o de acero al carbono y son entregadas galvanizadas en caliente o pintadas.

Pueden ser del tipo reticulado o alma llena, empleando cualquiera de los distintos tipos de perfiles encontrados en el mercado, ya sean laminados, conformados o plegados.

Piletas de acumulación para perforación:

Pileta sobre patín:

- Capacidad de 60 o 70 m3.
- Manifold diseñados de acuerdo a la necesidad del cliente.
- Tratamiento superficial interior: Arenado + Pintura Epoxi.
- Tratamiento superficial exterior: Arenado + Pintura Epoxi + Pintura Poliuretánica.
- Indicador de nivel.
- Bocas de acceso superior y laterales.
- Escalera interior y exterior.
- Barandas tubulares rebatibles.

Pileta auto transportable:

- Capacidad de 80 m3 o 500 BBL.
- Sistema hidráulico integrado para izaje frontal.
- Manifold diseñados de acuerdo a la necesidad del cliente.
- Tratamiento superficial interior: Arenado + Pintura Epoxi.
- Tratamiento superficial exterior: Arenado + Pintura Epoxi + Pintura Poliuretánica.
- Indicador de nivel.
- Bocas de acceso superior y laterales.
- Escalera interior y exterior.
- Barandas tubulares rebatibles.



Colón, Entre Ríos, Argentina

Tel.Fax.: (03447) 42 3475 / 42 3553

www.metalurgicaalbace.com.ar

Sucursal Neuquén

Ing. Martín González - Tel. (0299) 15 5286035

martin@metalurgicaalbace.com.ar

METALURGICA
ALBACE

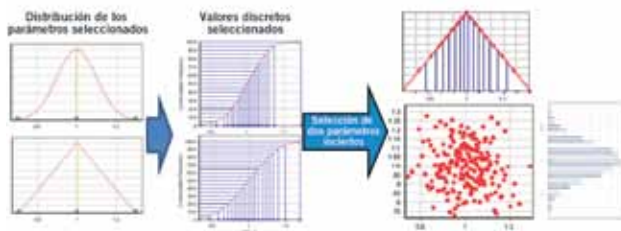


Figura 4. Esquema del diseño de experimento Hipercubo Latino con dos parámetros (SPE 12485-ZUBAREV, 2009).

descripta anteriormente, los parámetros no se muestrean en consecuencia. En la herramienta B se utilizan normalmente entre 3 y 7 valores para cada parámetro, que no pertenecen a particiones equiprobables.

Este tipo de muestreo funciona bien con técnicas de diseño experimentales clásicos, pero puede ser insuficiente para representar con fenómeno altamente no lineal (el ajuste histórico) o parámetros con distribuciones no uniformes. El valor y la cantidad de las muestras se pueden ajustar manualmente en la herramienta B para seguir el muestreo hipercubo latino. Con un alto número de muestras (la herramienta A lo realiza en forma automática) puede tornarlo poco práctico, pero entre 7 y 13 muestras parecen suficientes para representar la mayoría de los problemas. En general, para este diseño experimental, las herramientas muestrean cualquier valor dentro de la variación de cada parámetro para construir los diferentes casos.

Este tipo de limitaciones normalmente encontradas en los softwares comerciales no son inmediatamente evidentes, pero pueden tener un impacto significativo en los resultados finales. Resulta fundamental entender ese tipo de inconvenientes que normalmente se van suscitando en la aplicación de una metodología.

Respuestas analizadas

Nos concentraremos en el ajuste de las respuestas calculadas de petróleo y agua calculados en diferentes tiempos durante la simulación, la producción acumulada de petróleo y el agua en el instante final de la simulación, y la presión promedio del yacimiento en diferentes momentos. La presión media y los caudales de agua y petróleo se utili-

zan para evaluar la calidad ajuste de historia. Se observan acumuladas para evaluar el rango de dispersión generado por la incertidumbre existente en el problema en estudio.

Definición de la Función Objetivo

Para evaluar la calidad del ajuste de historia (AH), debe establecerse una función objetivo (FO). La herramienta A usa una opción llamada *Objective Function*, definida por la siguiente ecuación:

$$FO(x) = \sum_{i,j,k} \omega_i \omega_j \omega_k \frac{(Y_{i,j,k}^{obs} - Y_{i,j,k}^{sim})^2}{n_{obs}} \quad (1)$$

donde:

ω = corresponde a diferentes tipos de pesos (local, global, temporal) de cada término de la ecuación.

obs = denota los datos históricos observados.

sim = denota los datos simulados.

n = cantidad de valores medidos.

Para generar una FO compuesta representativa teniendo en cuenta como objetivos los caudales de producción de agua y petróleo y la presión media del bloque, con las tres magnitudes participando con la misma importancia, es necesario modificar los pesos de cada uno de estos conjuntos de datos para garantizar una contribución balanceada, en lo referido a los valores de la varianza correspondiente a cada uno de ellos. La desviación estándar es uno de los indicadores más utilizados para evaluar el grado de participación de cada variable en la FO. A partir del ajuste de los pesos en los datos en cada FO es posible obtener desviaciones estándar comparables para cada respuesta analizada en forma independiente.

Con los pesos originalmente utilizados por el programa, en el ejemplo, el caudal de agua sería el objetivo principal, mientras que los errores de los ajustes de caudal de petróleo y la presión no necesariamente van a ser reducidos. Por lo tanto, es importante y recomendable antes de calcular una FO compuesta, observar y analizar con el criterio explicado los pesos de cada magnitud componente.

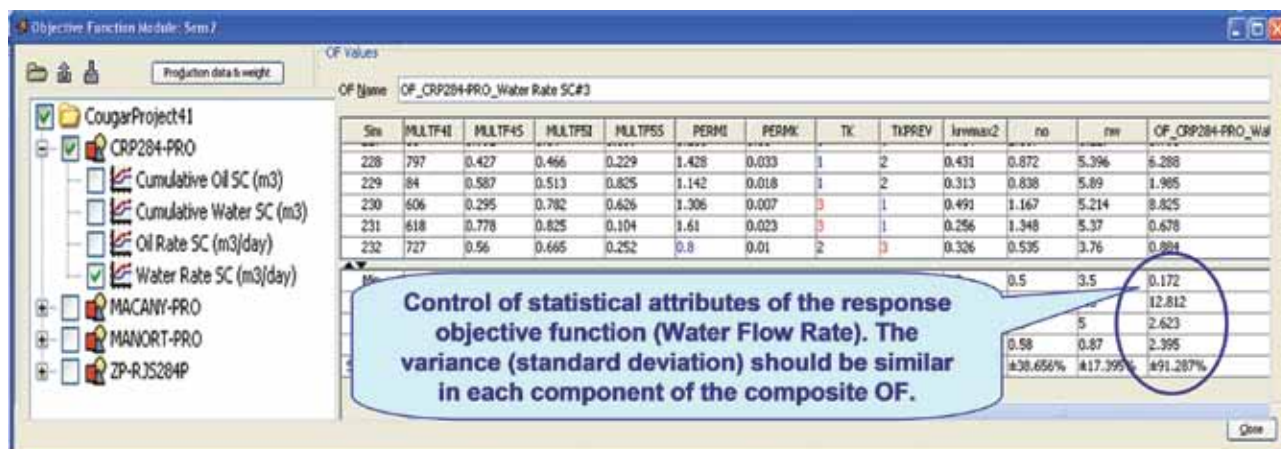


Figura 5. Análisis estadístico y ajuste de pesos para un componente de la FO Compuesta (caudal de agua).

3M Ciencia.
Aplicada a la vida.™

Cascos 3M™ H-700

Tecnología global de 3M
ahora hecha con
la **pasión** Argentina

Con más de 60 años y una amplia experiencia produciendo en el país, comenzamos a fabricar elementos de protección personal de última generación en nuestras plantas industriales en Hurlingham, invirtiendo en un Laboratorio de Ensayos que nos permite garantizar los más altos estándares de calidad.



Proveedor
Minero Nacional
Homologado



Evaluated por



Una vez que los pesos fueron alterados, las desviaciones estándar de cada contribución de la FO deben ser verificadas. Estos valores independientes deben ser comparables o semejantes con el objetivo de otorgar la misma relevancia en cada término integrante de la función. En el caso de la presión, el intervalo de confianza sugerido por el programa es de aproximadamente 22 kgf/cm² (surgido de considerar el 10% respecto del valor medio). Sin embargo, el peso de esta variable es aún insuficiente para tener significancia en el proceso de ajuste de los datos históricos de la presión contrastado, por ejemplo, con el agua. Para ello, los intervalos de confianza fueron modificados por cada respuesta:

- Presión: fue disminuido de 22 para 7kgf/cm²
- Agua: fue aumentado de 50 para 200m³/d
- Petróleo: fue reducido de 500 para 200m³/d

En la figura 5 se ilustran los valores de los parámetros estadísticos obtenidos en el cálculo de la porción de la FO correspondiente al caudal de la variable agua producida. También se calculan los otros dos componentes en forma independiente, y finalmente la FO compuesta teniendo en cuenta las tres respuestas en conjunto.

En la herramienta B, la función objetivo para el ajuste de historia es definida de forma un poco diferente, como se puede deducir por la fórmula proporcionada por el programa (Ecuación 2):

$$Q_i = \frac{1}{N(i)} \sum_{j=1}^{N(i)} \sqrt{\frac{\sum_{t=1}^{T(i,j)} (Y_{i,j,t}^s - Y_{i,j,t}^m)^2}{NT(i,j) \cdot Scale_{i,j}}} \cdot 100\% \cdot tw_{i,j} \quad (2)$$

La primera diferencia que se destaca es la raíz cuadrada que se aplica a la suma de los errores al cuadrado en cada serie histórica considerada. Esto da lugar a un crecimiento más lento de la FO cuando el ajuste empeora. Para la FO de una sola variable, no hay mucha diferencia, pues los mínimos de la función (el mejor ajuste) permanecen sin transformaciones. No obstante, cuando se calcula una FO compuesta mediante la adición de diferentes porciones, el efecto de aplicar la raíz cuadrada a cada término por separado puede hacer que los mínimos de la FO compuesta no se localicen exactamente en la misma combinación de parámetros que la obtenida con la formulación de la ecuación 1. Finalmente, el hecho de trabajar con pesos similares, en ambas herramientas, a fin de dar la misma importancia a la serie de datos, tiende a minimizar este problema. Además, al ser utilizada en el análisis una región alrededor del mínimo, no solo en un único punto, esta discrepancia tiende a disiparse.

Otra diferencia significativa está en la definición de los pesos FO. Ambas herramientas analizadas calculan un peso predeterminado para cada FO ($scale^{ij}$, para el caso de la B). Sin embargo, en este caso, el usuario no tiene acceso a este valor, solo puede establecer un multiplicador por separado ($tw_{i,j}$). Asimismo, no es posible definir pesos diferentes para cada tiempo de las series temporales. La definición del peso *default* es bastante compleja y en muchos

casos puede llevar a resultados más satisfactorios, ya que tiene en cuenta la variación máxima de la serie histórica ($\Delta Y_{i,j}^m$) en lugar de su valor medio, mediante las siguientes reglas (ecuación 3):

$$Scale_{i,j} = \max \left\{ \begin{array}{l} \Delta Y_{i,j}^m + 4 \cdot Merr_{i,j} \\ 0.5 * \min(|\max(Y_{i,j,t}^m)|, |\min(Y_{i,j,t}^m)|) + 4 \cdot Merr_{i,j} \\ 0.25 * \max(|\max(Y_{i,j,t}^m)|, |\min(Y_{i,j,t}^m)|) + 4 \cdot Merr_{i,j} \end{array} \right. \quad (3)$$

El término $Merr_{i,j}$ es el error de medición de cada variable y será nulo en este tratamiento. La primera forma se refiere a la variación máxima de la serie, la segunda al valor absoluto más bajo el valor absoluto más grande de la serie. En la figura 6 se ilustran estos términos para la serie histórica de presión.

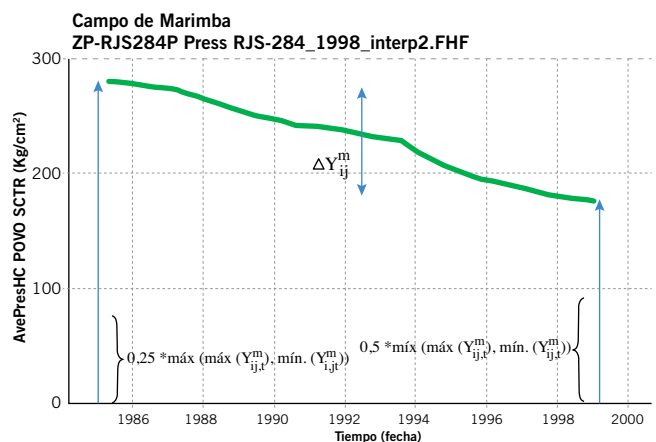


Figura 6. Definición de los tres términos del factor de escala en la herramienta B para la serie temporal "presión estática".

Con todo, es posible tener malos resultados, especialmente en los casos en los que el promedio de la serie es mucho mayor que su variación máxima y el peso asume la segunda (o tercera) forma. En el caso analizado, los pesos *default* provocaron que la serie de petróleo sea de poca influencia en la FO compuesta. En la figura 7a se exhibe el valor de las FOs para cada combinación. Para obtener valores satisfactorios fue necesario calcular manualmente cuál es el

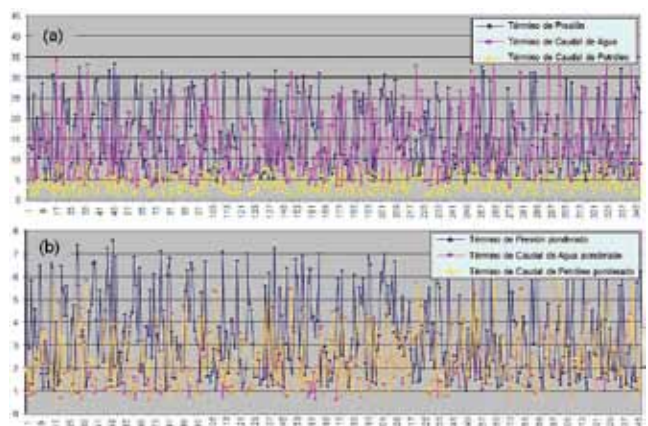
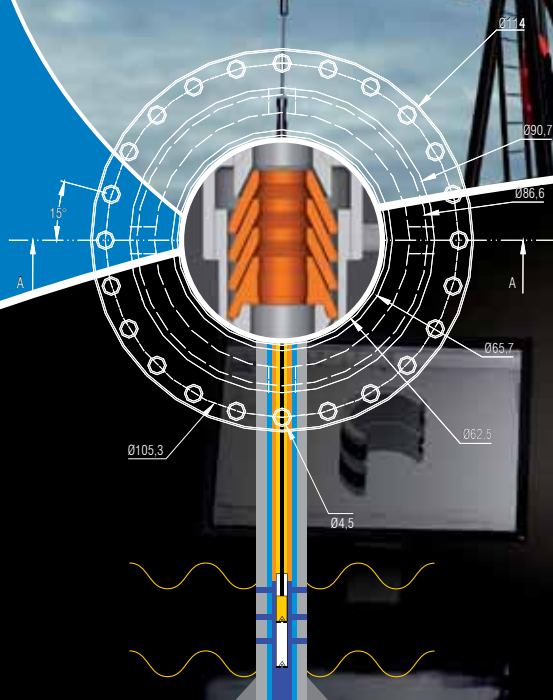


Figura 7. Valor de los componentes individuales de la FO compuesta: (a) con el uso de los "pesos" default y (b) alterando la ponderación inicial.

Ingeniería en Elastómeros para mejorar su productividad.

www.logos.pablomagne.com.ar



 **BivortekIngeniería®**

Bivortek Ingeniería® es una nueva marca que identifica la excelencia de nuestro Departamento de Ingeniería en Elastómeros.

Bivortek Ingeniería® es símbolo de innovación, tecnología y esfuerzo conjunto; representa el desempeño de calificados profesionales e ingenieros que lideran programas de investigación, diseño y desarrollo de productos técnicos de caucho pensados para brindar a nuestros clientes el beneficio de la mejora continua aumentando la seguridad, confiabilidad y productividad de las operaciones petroleras en la Argentina y en el mundo.



Centro de atención al cliente
+54 11 4554 8838
www.bivort.com.ar

 **Bivort®**
RUBBER TECHNICAL PRODUCTS

peso que la herramienta aplicó internamente para cada serie y utilizar el recurso del peso que el usuario puede definir (twi_j) para, simultáneamente, solaparlo o cancelarlo y definir un nuevo peso igual al usado con la herramienta A. En la figura 7b se muestra como los valores de los tres términos por separado de las FOs, ya ponderados, tienen un desvío estándar más próximo, debido a los nuevos pesos calculados. Nótese que, aunque los pesos son iguales, el FO compuesto es todavía diferente en los dos programas, debido a la presencia de la raíz cuadrada en su formulación. Esto explica en parte por qué los resultados en cada caso no son idénticos. Una vez más, la comprensión de los módulos aparentemente similares, disponibles en diferentes aplicaciones, es esencial para la interpretación de los resultados.

Superficies de respuesta

La superficie de respuesta (SR) es un tipo de modelo aproximado de la respuesta dinámica de un modelo de simulación. Si bien, no es necesario que el SR reemplace el simulador en cualquier caso, cuando consideramos varios parámetros inciertos que interactúan de forma no lineal, la complejidad y el tiempo de cálculo exige recurrir al uso de modelos aproximados (*proxy models*) de las respuestas de interés, matemáticamente más simples, que aseguran resultados confiables en las regiones próximas a los valores mínimos de la función objetivo.

Este tipo de aproximación puede ser realizado por medio de diferentes modelos, como regresión con polinomios, uso de la técnica de interpolación gaussiana de *Kriging*, redes neuronales, etc. Una SR tiene que representar el comportamiento no lineal de un modelo real mediante un modelo simplificado de fácil aplicación (Zubarev, 2009). Un modelo de regresión polinomial puede ser representado con la siguiente ecuación:

$$y(x) = \beta_0 + \sum_{i=1}^{n_d} \beta_i x_i + \sum_{i=1}^{n_d} \sum_{j>1}^{n_d} \beta_{ij} x_i x_j + \sum_{i=1}^{n_d} \beta_{ii} x_i^2 \quad (4)$$

donde:

x = vector de las variables de entrada

x_i = término lineal

$x_i x_j$ = término cruzado

x_i^2 = término cuadrático

$\beta_0, \beta_i, \beta_{ij}$ e β_{ii} = coeficientes de regresión para los términos lineales, cruzados y cuadráticos, respectivamente.

El análisis multi-respuesta solo está disponible en la primera herramienta y facilita la creación de SRs en diferentes tiempos de interés en forma automática. Este tipo de análisis es importante para evaluar cómo las incertidumbres críticas interactúan y se propagan en el tiempo. Cada FO es representada por una SR, creada a partir de los casos de simulación corridos. En la figura 8 se ilustra un ejemplo de seis SRs generadas para una producción acumulada de petróleo (Np). Por lo tanto, cada línea de referencia vertical representa los resultados probabilísticos explorados con una SR, y la distancia entre el punto superior e inferior representa la variabilidad total de la FO en cada tiempo elegido. En cada uno de ellos, es posible identificar el valor de Np que corresponde a los percentiles P_{10} , P_{50} e P_{90} . Esto significa que existe una combinación de atributos inciertos de entrada de

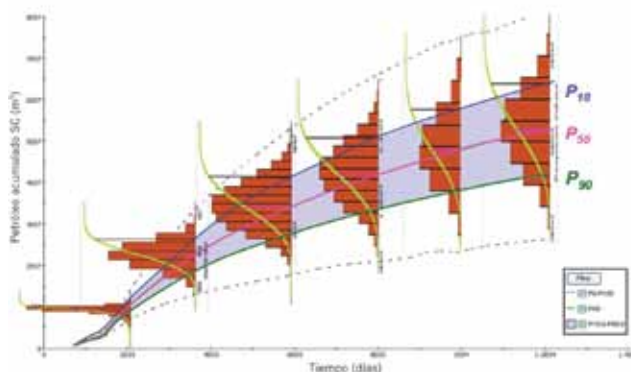


Figura 8. Ejemplo de la dispersión de una respuesta analizada probabilísticamente en diferentes tiempos.

la SR que representa cada uno de estos percentiles y que son diferentes entre sí, no necesariamente vinculada a un único modelo de simulación o combinación de parámetros. Es decir, la evolución con el tiempo de un percentil X determinado no tiene, ni debe corresponder a un modelo o combinación de parámetros singular. El desafío es encontrar una combinación más próxima que asegure cumplir con la condición del valor percentil X versus tiempo. Esto será tratado más adelante en este trabajo.

Superficies de respuesta no paramétricas (SRNP)

Luego, son creadas las superficies de respuesta no paramétricas para cada variable. Si bien este tipo de construcción puede consumir bastante tiempo, cabe señalar que las nuevas versiones de los programas son cada vez más veloces y más robustas.

Es importante entender primero qué es una regresión paramétrica y no paramétrica. La regresión paramétrica es posible cuando *a priori* se asume o conoce el tipo de relación funcional entre las variables dependientes e independientes. A pesar de que tenga parámetros cuyos valores son desconocidos pueden ser estimados a partir de un conjunto de entrenamiento (valores de la respuesta conocida). En este caso, la regresión corresponde al proceso de aproximación de un polinomio lineal o cuadrático a diferentes valores de una respuesta surgidos de experimentos (combinaciones diferentes de atributos inciertos que generan la corridas de simulación del estudio) para representar una superficie de esa respuesta de modo paramétrico (SR).

Por otra parte, una regresión no paramétrica se caracteriza por la ausencia total o casi total de un conocimiento *a priori* acerca de la forma de la función que se está pretende estimar. Consecuentemente, incluso si la función es estimada a partir del conjunto de parámetros libres, el conjunto de las formas que la función puede tener es muy amplio (clase de funciones o realizaciones estocásticas que el estimador basado en un método de iteración espacial puede predecir). Como resultado, puede haber un gran número de parámetros (en comparación con el número de datos de entrada/salida para el cálculo), que ya no admite una interpretación física aislada.

Las superficies de respuesta no paramétricas (SRNP) se basan en la aplicación del método de *Kriging*, creado por Daniel G. Krige (1952) para impulsar el desarrollo y la opti-



CONSTRUIMOS FUTURO

www.contreras.com.ar



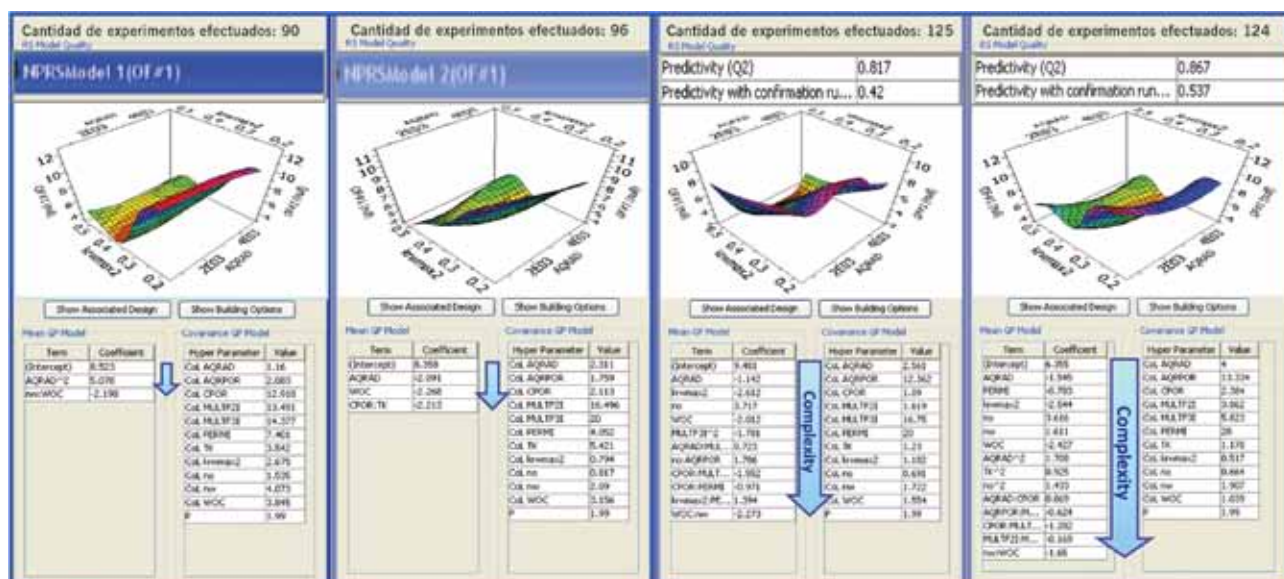


Figura 9. Ejemplo de resultado de mejora progresiva de las SRs. Nótese el incremento de la complejidad del modelo con el aumento de las iteraciones.

mización de la producción de minas de oro en Sudáfrica a partir de diversas regresiones de las varianzas direccionales para cuantificar espacialmente las estimaciones de la reserva y rendimiento del mineral. Este método inicialmente empleado en minería fue introducido en la geología del petróleo por Matheron (1969, *Le Centre de Geostatistique de l'École des Mines de Paris*) teniendo una amplia difusión en el área de la geoestadística, actualmente es ampliamente extendido a otras áreas con mejoras y adaptaciones. Este procedimiento asume la construcción de la SR como un proceso gaussiano (PG) que se caracteriza por el cómputo de una estructura de media y covarianza y es un estimador lineal imparcial.

La calidad de las SRNP construidas en el paso inicial es del orden de 0,6 ($Q_2 = 0,586$ adicionando las corridas de confirmación), lo cual expresa que el modelo todavía no es predictivo o demasiado confiable para continuar con la metodología (Figura 9).

El propósito de la metodología propuesta es evaluar la calidad del ajuste, por lo que es esencial tener confianza en las SRs generadas para tal fin. Es importante que representen el comportamiento dinámico del modelo, principalmente en los casos en que un buen ajuste es obtenido. En los casos en que los modelos no se encuentran bien ajustados con los datos de producción no es necesaria una extrapolación estricta de la superficie de respuesta.

Resulta preciso señalar que la versión de investigación de la herramienta A (su prototipo está disponible solo para los patrocinadores del JIP) tiene una función llamada "superficie de respuesta adaptativa". Este módulo aborda un nuevo método iterativo de diseño experimental jerárquico para mejorar gradualmente la calidad de los experimentos RS, que se añaden en la siguiente repetición, seleccionados automáticamente en las proximidades de las posibles soluciones del problema inverso. Estas soluciones son exploradas utilizando el método de simulación por medio de un diseño de Cadena de Markov Monte Carlo (MCMC) siguiendo un esquema de probabilidad condicional bayesiana. Esto significa que, para cada iteración, solo unos pocos nuevos experimentos se eligen a partir de la distribución posterior de las mejores soluciones calculadas en la iteración anterior (Emerick y Reynolds, 2010). El objetivo final

de este método es obtener una distribución de la incertidumbre *a posteriori*, usando los datos dinámicos disponibles que no se encuentran influenciados por los errores propios de la SR. El método concentra la localización de las corridas de confirmación en la región de interés maximizando la función de verosimilitud (máxima probabilidad de encontrar a la zona de FO mínima), que servirán de base para la construcción de una nueva superficie de respuesta en el paso siguiente. Este proceso es repetido automáticamente mediante un esquema iterativo hasta alcanzar una determinada calidad de la superficie de respuesta preestablecida.

Cuando este recurso no está disponible, el proceso puede ser efectuado en forma manual con ciertos cuidados. A partir de la SRNP de las funciones objetivo referentes del ajuste global, se obtuvieron corridas de confirmación en las regiones donde la SRNP tiene buena calidad de ajuste, es decir, nuevas simulaciones son seleccionadas en la zona del espacio de muestreo que se corresponden con bajos valores de la FO y posteriormente son evaluadas en esos nuevos puntos. Fueron seleccionados en cada paso, algunos diseños posibles con menores cantidades de FO compuesta que a continuación son definidos como nuevas corridas de confirmación para mejorar la calidad de superficie de respuesta en las regiones en torno a estos valores. Si la respuesta de SRNP es aceptable, podemos confiar en el modelo predictivo y se continúa para el siguiente paso. Caso contrario, una nueva SR es construida teniendo en cuenta los resultados de las nuevas corridas de confirmación. De esta forma son seleccionadas y añadidas nuevas corridas de simulación, y el proceso se repite hasta que tengamos suficiente confianza en la SR. Esto significa que el indicador de calidad Q_2 tenga un valor por encima de una referencia mínima escogida. En el caso estudiado fue obtenida una superficie de respuesta con el indicador Q_2 igual a 0,929 luego de la quinta iteración.

En la figura 9 se presenta la evolución de la SR (después de cuatro iteraciones). Note que las simulaciones de confirmación se concentran en las regiones donde los valores de FO son bajos. La SR se utilizará en las etapas posteriores de la evaluación de los posibles modelos ajustados. ■

Fin de la Primera Parte. La Segunda Parte, en Petrotecnia de diciembre.



La elección inteligente para prestaciones de alta exigencia.

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

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

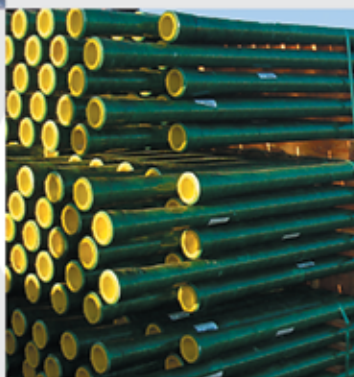


Caños de acero

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

Tuberías ERFV

- Line pipe API 15HR y accesorios.



TUBHIER

Villa Mercedes, San Luis

Argentina

tubhier@tubhier.com.ar

www.tubhier.com.ar



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



ISO-9001
ISO-14001
OHSAS-18001

2ª JORNADAS de
SIMULACIÓN

No Convencionales

- Es adecuada la física actual? Darcy? Knudsen? Fick?
- Los modelos actuales nos permiten el input real de campo?
- Nos dan las respuestas que necesitamos para mejorar el EUR?

Recuperación mejorada en escenarios de *shale oil*

Por **Marcelo Crotti**, **Inés Labayén** y **Fernando Tuero**

Las herramientas para la toma de decisiones en Ingeniería de Reservorios se halla en etapa de desarrollo pese a los avances ciertos en materia de recursos no convencionales. Sin embargo, la tendencia es generar mejores herramientas de análisis con mayor cantidad de variables que permitan un análisis exhaustivo en este tipo de reservorios.

A pesar del gran avance en la exploración, la caracterización, y la explotación de recursos no convencionales, en particular, la de los denominados de arcillas compactas o *shales*, las herramientas de Ingeniería de reservorios aún están en una etapa temprana de desarrollo, aplicabilidad y representatividad.

En estos últimos años, en general, se observa un gran esfuerzo para construir mejores herramientas de análisis que permitan incorporar los fenómenos físicos (difusión, adsorción, efectos geomecánicos, etcétera) y, en particular, una apreciación unívoca respecto de la importancia que cobran los fenómenos capilares y de imbibición en estos reservorios de baja permeabilidad (Takahashi, 2009; Wang, 2013; Kazemi, 2015).

Componentes del *shale*

Existe una extensa referencia a la literatura técnica sobre la caracterización de los reservorios *shales*; sin embargo, en este caso en particular, nos enfocaremos en los elementos salientes necesarios para describir los fenómenos que se desean analizar.

Haciendo una abstracción respecto de los fenómenos que dominan el flujo en este tipo de reservorios podemos simplificar lo que denominamos “Reservorio *shale*” en cuatro componentes principales (Wang y Reed, 2009):

- **Matriz orgánica:** conformada por un sistema poral disperso. En general, hay cierta evidencia y un consenso en la industria que sostiene que es la zona que contiene los poros de mayor diámetro (macro y micro poros) correspondiente al kerógeno. Se asume que será mojable por petróleo y que representa un porcentaje menor de la porosidad total del sistema.
- **Matriz inorgánica:** formada por una compleja red poral de diámetros variables (micro y nano poros) que contiene el mayor volumen poral y, eventualmente, con una importante saturación de hidrocarburos, producto de la generación y micro migración. Una hipótesis importante es que será mojable al agua, por ende, sus presiones capilares serían de magnitud considerable respecto de otras fuerzas actuantes. En conjunto con la matriz orgánica, conforman lo que se denomina “matriz”, con gran capacidad de almacenamiento, gran variabilidad de diámetros porales, baja productividad y doble mojabilidad.
- **Sistema de fracturas/fisuras naturales:** conforman una porción poco significativa del volumen poral total (Johri, 2013) pero representan una red de alta permeabilidad que interconectan la matriz con la fractura hidráulica de la estimulación.
- **Fractura hidráulica:** esta red de fracturas, generadas durante el tratamiento de estimulación por fracturamiento hidráulico, es la responsable de construir un vehículo de interconexión de las fracturas/fisuras naturales con el pozo. Solo la matriz cercana o en contacto directo con esta fractura constituye el reservorio propiamente dicho.

Imbibición, motor del fenómeno

En la vida cotidiana, es muy común encontrarse con procesos de imbibición espontánea de un fluido en un me-

dio poroso (por ejemplo, una servilleta de papel secando una bebida derramada). Adicionalmente, la investigación de estos fenómenos son de gran relevancia, ya que encuentran importantes aplicaciones prácticas en diferentes industrias, como la producción de petróleo y gas, secuestro de CO₂, industria textil de alta competición, tratamiento de suelos, etcétera (Mason y Morrow, 2013).

Conceptualmente, la imbibición es un proceso motivado por fuerzas interfaciales, entre fluidos inmiscibles ocupando un mismo medio poroso y resistido por fuerzas viscosas. La interacción de estos factores marca el ritmo resultante y la intensidad del proceso de imbibición. El medio poroso, con su geometría interna compleja, puede transportar en su interior dos o más fluidos, los cuales incluso pueden movilizarse en direcciones opuestas al mismo tiempo (imbibición en contracorriente, figura 1).



Figura 1. Experimento simple de imbibición en contracorriente. El café (fase mojante) “trepas” por el papel absorbente (medio poroso) desplazando el aire (fase no mojante) de sus poros. Cuando la presión dentro del tubo de ensayo es suficiente, el aire percola por el papel, burbujeando por la parte inferior del tubo de ensayo.

Hechos “anecdóticos”

Por un lado, la estimación de reservas y recursos se basan en gran medida en métodos empíricos (análisis declinatorio) y requieren una importante cantidad de estadística e información histórica para su validación (Lee, 2011).

Por otro lado, los perfiles de producción esperables tienen una firma característica con altas producciones iniciales y marcadas declinaciones, y la recuperación final de estos proyectos está basada casi únicamente en producción primaria (depletación) con muy pocas indicaciones de incluir procesos de recuperación mejorada como práctica habitual.

De hecho, el estado del conocimiento está tan lejos de ser maduro, que muchas veces se tienden a catalogar de “hechos anecdóticos” algunos resultados significativos en vez de tener una explicación concreta y vinculada con los fenómenos físicos subyacentes (Crotti, 2014).

Muchos operadores han informado a lo largo de los últimos años, y en forma repetida en algunos yacimientos no convencionales, varias de las siguientes “anomalías”:

- Bajas recuperaciones del agua utilizada durante el tratamiento de estimulación (*flowback*). Es frecuente recuperar entre el 20% y el 50% durante la etapa de *flowback* (King, 2010).
- Producciones tempranas de petróleo (a veces, en pocas horas) aun cuando no se ha recuperado un porcentaje sustancial del tratamiento de estimulación (Wang y Leung, 2015).
- Arcillas con baja saturación de agua, para las cuales se acuñan términos como “deshidratadas”, “sub-irreducibles” o “sedientas” (Bertoncello, 2014).
- Productividades correlacionadas positivamente con la cantidad de agua de *flowback* retenida y la necesidad de incluir una presión mayor en el ajuste histórico (Herrero y Maschio, 2014).
- Rápida salinización del agua del tratamiento (originalmente dulce) (Laughland, 2014).

Este conjunto de características se podría resumir diciendo que en función de datos de laboratorio y de numerosos hechos documentados como anomalías en la producción, la baja saturación de agua en el medio poroso, junto con la retención del agua de estimulación, parecen combinarse para favorecer la producción de estos pozos. De hecho, muchos operadores informan resultados similares al de Wickstrom (2013): “Predominan también bajos niveles de saturación de agua (5-20%) y los procesos ‘mojones’ posteriores parecen funcionar muy bien”.

Si esto se interpreta como asociado a fenómenos capilares, parece posible aumentar los factores de recuperación fomentando específicamente los procesos de imbibición mediante operaciones de inyección cíclica de agua en escenarios *shale oil*.

Modelo físico (de laboratorio)

En una primera aproximación, para evaluar de manera cualitativa el fenómeno de imbibición en contracorriente, se construyó un modelo “físico” en laboratorio mediante una celda visual rellena con dos medios porosos de esferas de vidrio de diferentes tamaños (buscando emular una fractura de alta permeabilidad y una matriz de menor permeabilidad). El único punto de entrada y salida es un “pozo” ubicado en el ángulo inferior izquierdo de la misma (Figura 2). Inicialmente, se saturó el conjunto (fractura y matriz) con agua al 100% y se desplazó hasta agua irreducible (Swi) con una fase de hidrocarburos (color rojo) intentando reproducir el estado de explotación en el cual podría encontrarse un pozo produciendo solo petróleo seco. Una vez logrado el estado inicial, se incorporó agua dulce en el recipiente en contacto con el pozo y se observó cómo el agua llegaba a inundar la matriz de menor permeabilidad y era “arrastrada” mientras desplaza al petróleo en contracorriente. En este proceso la “matriz” incorpora el agua que aporta la “fractura” mientras que el petróleo es expulsado hacia la propia fractura y, a través de ella, hacia el depósito originalmente lleno al 100% con agua (destacado en la Figura 2 con una flecha amarilla).

Si bien esta prueba no es cuantitativa y carece de escalabilidad, brinda una comprobación y fácil visualización del fenómeno de imbibición y de la distribución espontánea de fluidos en medios altamente heterogéneos.

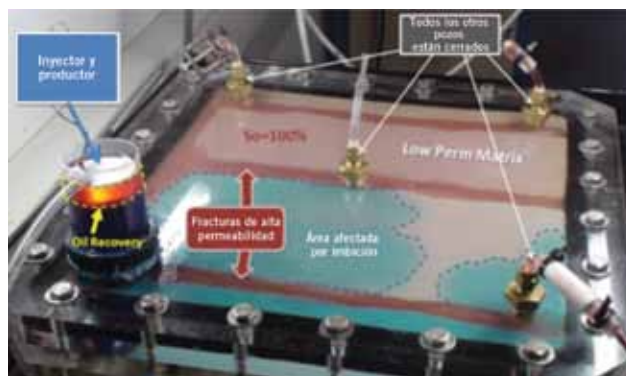


Figura 2. Celda visual con relleno de medio poroso con alto contraste de permeabilidad, intentando reproducir una matriz (baja perm) y una configuración simple de una fractura (alta perm). En el estado inicial se encuentra en Swi y saturado en fase hidrocarburo (color rojo). Puede observarse como el agua del recipiente en el único pozo abierto es “arrastrada” por imbibición y desplaza al petróleo intercambiándolo por agua, observándose un sobrenadante de fase oleosa al fin del experimento. Referencia: So = Saturación de petróleo.

Modelo numérico

Objetivos

Ya que no existen ejemplos reales documentados de una metodología de explotación por ciclos de inyección de agua en reservorios no convencionales, resulta de interés utilizar un modelo numérico 3D para:

- cuantificar los beneficios esperables,
- optimizar los parámetros de diseño para casos que reflejen configuraciones reales de pozos y características propias de Vaca Muerta.

El panorama actual

El modelado numérico de este tipo de reservorios ha evolucionado rápidamente en los últimos años como consecuencia del constante incremento de información disponible de pozos, historia de producción y presiones, mayor conocimiento del subsuelo y un claro esfuerzo respecto de la adquisición de datos (imágenes, microsísmica, núcleos corona, etcétera).

A pesar de ello, aún no existe un consenso claro respecto de las mejores prácticas para simular estos complejos reservorios.

Por un lado, se utilizan métodos analíticos simples del tipo Curvas declinatorias o “RTA” ajustando datos históricos de producción y presión y resolviendo al sistema “Reservorio + Red de fracturas” y ajustando geometrías equivalentes a patrones regulares de fracturas y áreas de influencias, deduciendo lo que se conoce como SRV (*Stimulated Reservoir Volume*). Este acercamiento, si bien es bastante criticado por su simplicidad y carecer de utilidad a la hora de optimizar los parámetros de estimulación hidráulica, es utilizado para la estimación de reservas y la optimización de espaciamientos entre pozos.

Por otro lado, también se dispone de modelos numéricos en los cuales se modela mediante grillas 3D, de manera explícita, la red de fracturas (naturales e inducidas artificialmente por el tratamiento hidráulico). Dentro de esta categoría, algunos autores siguen abogando por lo “con-

Soluciones Integradas para Perforación y Producción

INGENIERÍA APLICADA PARA OPTIMIZAR
SU COSTO OPERATIVO INGENIERÍA APLICADA PARA
OPTIMIZAR SU COSTO OPERATIVO INGENIERÍA APLICADA PARA
OPTIMIZAR SU COSTO OPERATIVO INGENIERÍA APLICADA PARA OPTIMIZAR
SU COSTO OPERATIVO INGENIERÍA APLICADA PARA OPTIMIZAR
SU COSTO OPERATIVO



Cummins Argentina • Bolivia • Paraguay • Uruguay

Buenos Aires
Tel: +54 (11) 4736 6400

Neuquén
Tel: +54 (0299) 4771719

consultas@cummins.com
www.cummins.com.ar



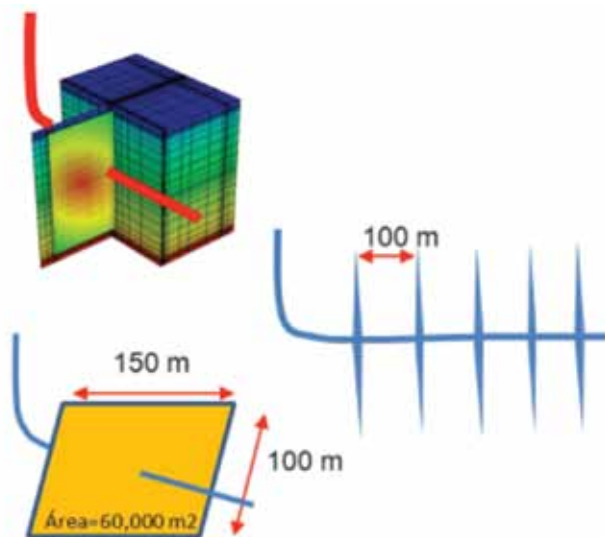


Figura 3. Configuración de grilla y modelado conceptual de fracturas.

ceptual”, es decir, geometrías simples y propiedades homogéneas mientras otros han logrado avanzar más allá e incluir una representación explícita de las heterogeneidades de la matriz, la red de fracturas naturales preexistentes o DFN (*Discrete Fracture Network*), la geomecánica y la interacción de todo lo anterior con el tratamiento de estimulación hidráulica. Este acercamiento permite una mayor comprensión de los fenómenos y sus interacciones aunque también presenta sus simplificaciones (por ejemplo, el tamaño de grillado a la hora de representar las fisuras y las fracturas, el tipo de ecuaciones de flujo que resuelve, la falta de datos respecto de curvas de permeabilidad relativa y las presiones capilares, entre otras). Como conclusión, y al igual que en los casos de reservorios convencionales, no hay una receta única para el modelado numérico y el problema deberá encararse de acuerdo con el objetivo que se busque, la precisión y la suficiencia de los datos de entrada y la capacidad y los recursos con los que se cuente.

El gran desafío de la simulación, además de representar el reservorio+fractura+pozo, será incluir todos los procesos involucrados y ajustar razonablemente las respuestas de producción y presiones históricas. Esto incluye (i) representar desde el estado de presiones, stress y saturación inicial hasta la distribución espacial de la DFN y sus propiedades, (ii) el tratamiento de estimulación, (iii) el período de *flowback* y (iv) la producción con sus eventuales cierres, aperturas y cambios en las condiciones de operación.

Si bien existen varios intentos documentados en escenarios *shale oil*, tanto de herramientas comerciales como de nuevos desarrollos de simuladores, para lograr la mejor representación y el ajuste, son muy pocos los que incluyen el ajuste en la misma corrida de todo el proceso (o al menos no se encuentran claramente documentados).

Metodología

Debido a la falta de modelos específicos desarrollados, en este trabajo se empleó una herramienta de modelado convencional a la que se le incorporaron parámetros adecuados para contemplar las siguientes características no convencionales:

- Fracturas de volumen y capacidad de flujo variable, compatibles con los volúmenes de agua y agente sostenidos
- Geometrías de flujo lineal hacia las grandes áreas de contacto generadas durante las etapas de fractura.
- Consideración especial del impacto de las fuerzas capilares mediante curvas de imbibición y drenaje (varios miles de psi).
- Curvas de permeabilidad relativa de drenaje e imbibición adecuadas.

De este modo, se optó por un modelo numérico 3D con grillado logarítmico, dos regiones (fractura y fractura) homogéneas e isotrópicas, una geometría de fractura planar simple, flujo bifásico (por encima del punto de burbuja), áreas equivalentes de fractura ajustadas con el análisis RTA en flujo lineal, dos sets de curvas de modificadores de compresibilidad y transmisibilidad en función de la presión de confinamiento, incorporación de histéresis y dos sets de funciones de saturación y presiones capilares para cada región (matriz y fracturas).

Construcción del Modelo 3D

Se construyó un modelo de pozo y sus inmediaciones en un simulador numérico 3D, *black oil*, explícito (originalmente en Exodus 3D® y luego fue replicado en IMEX® de CMG).

Se buscó utilizar datos de entrada representativos respecto de las propiedades de Vaca Muerta (Fernández Badesch, 2014).

A continuación se enumeran las más relevantes:

Grillado 3D

- Cartesiano tipo “Tartan” (Figura 3)
- DX, DY, DZ refinamiento logarítmico
- Porosidad simple, permeabilidad simple
- Dos regiones (estructuras y matriz)
- Histéresis (drenaje e imbibición)

Pozo

- Horizontal de 500 m de rama lateral
- Profundidad TVD de 2.300 m

Fracturas

- Planares, ortogonales al pozo
- Cinco etapas (1 plano por etapa)
- Espaciamiento de 100 m
- Dimensiones (alto = intervalo de ht de 100 m, ancho = Xf de 150 m y espesor = Wd=0,024 m)
- Área de 60.000 m²/etapa (ajustado con análisis de flujo lineal del RTA)
- Perm ($x=y=z$) de 2.000 mD y PHIE = 25%

Matriz:

- Perms ($x=y=z$) de 500 nD original y 200 nD luego (necesaria para el ajuste)
- Porosidad efectiva (PHIE) de 6,5%

Fluidos y roca

- Black oil ($R_s=150 \text{ m}^3/\text{m}^3$ y $API=45^\circ$)
- $P_i=8.000 \text{ psi}$, $P_b=3.300 \text{ psi}$, $T_i=100 \text{ C}^\circ$
- $Bo_i=1,45$, $B_{wi}=1$
- $\mu_{o0}=0,55 \text{ cP}$, $\mu_{w0}=0,4 \text{ cP}$

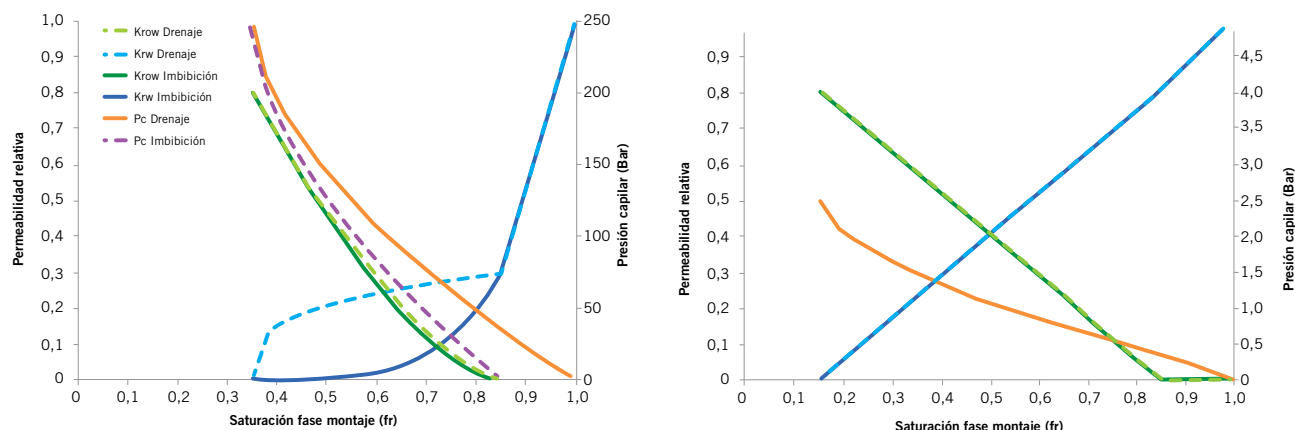


Figura 4. Funciones de saturación adoptadas (drenaje en líneas llenas e imbibición en líneas de puntos).

- Funciones de saturación (Figura 4)
- Compresibilidad y transmisibilidad variable con presión de confinamiento

Tratamiento, flowback y producción

- Vol. Iny. Total = 2.500 m³/etapa y 30 Msack/etapa
- 6 h tratamiento y 5 días de cierre
- Porcentaje de retención de fluido de aproximadamente 70% del inyectado
- Período simulado: 200 días

Ajuste histórico

Se cargaron los datos históricos de presiones en boca (WHP) y mediante una correlación de flujo vertical se estimó la presión de fondo resultante (BHP). Adicionalmente, se cargó tanto la inyección y presión del tratamiento de estimulación como la producción de petróleo y agua incluido el período de *flowback* (Figura 5).

Puede observarse como rápidamente la producción de agua cae y el pozo produce “seco” a pesar de solo haber recuperado en ese momento un bajo porcentaje del fluido inyectado durante la terminación (alrededor del 20% del total, en línea con datos típicos encontrados en la literatura respecto de los *shale plays* de América del Norte (King, 2010).

El ajuste se logró modificando levemente las tablas de compresibilidad variable, manteniendo las funciones de saturación originalmente incluidas y reduciendo la permeabilidad de matriz de 500 nD originalmente planteada a 200 nD.

Nota aclaratoria: el hecho de realizar el ejercicio de ajuste no implica que los autores consideren que han podido representar la “realidad”. Cabe aclarar que este ejercicio no solo es una versión de ajuste entre muchas posibles, sino que también proviene de un modelo altamente simplificado, por lo que aún contiene un alto grado de incertidumbre. No obstante, consideramos que hay un punto que sí

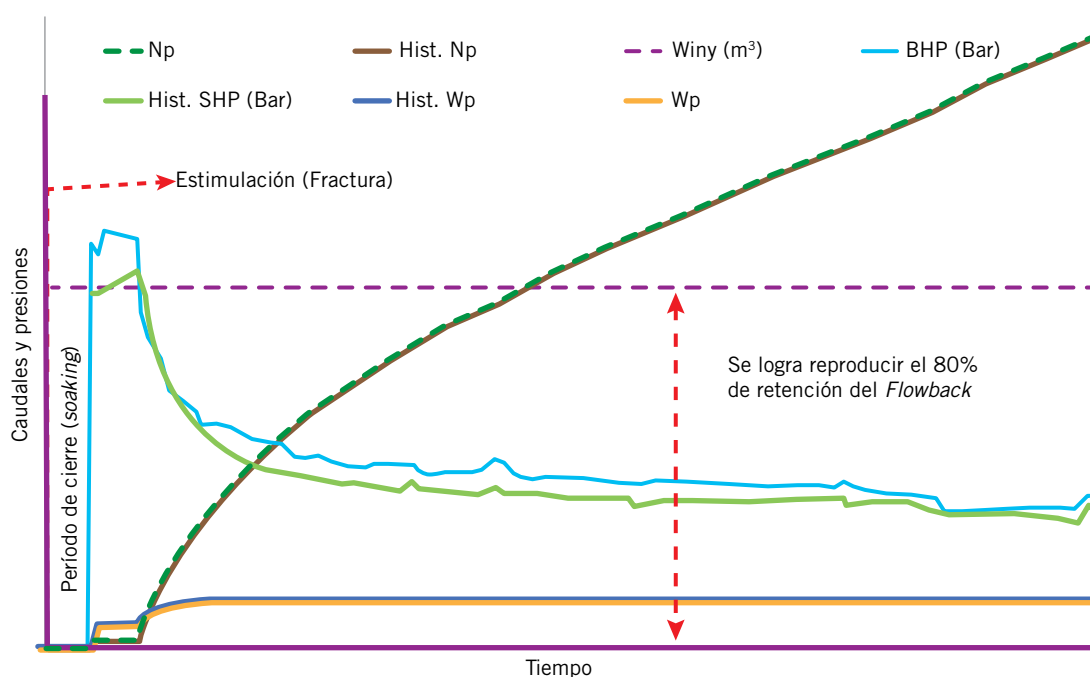


Figura 5. Historia de producción, presiones y ajuste histórico. Nótese que se reproduce tanto el tratamiento de estimulación como la producción de petróleo, presiones y la merma en producción de agua. (Hist=Histórico, Np=Acumulada petróleo, Wp=Acumulada de agua, Winy=Acumulada de inyección, BHP=Presión de fondo).

vale la pena rescatar: el hecho de que si no se incorporan efectos capilares importantes, (de al menos 2000 psi) como una de las principales fuerzas intervinientes, resulta casi imposible reproducir las tempranas producciones de petróleo y la retención de agua de *flowback*. Lo anterior implica una pauta importante a la hora de evaluar el ajuste y su utilidad como un indicador, al menos cualitativo, de la representatividad de los órdenes de magnitud de los parámetros resultantes y de la importancia de considerar estas fuerzas en cualquier análisis de simulación.

Caso base

Con el fin de tener un punto de referencia para comparar los resultados obtenidos y dimensionar el posible “premio” (recuperación incremental de petróleo) se construyó el Caso base. El mismo considera la continuación de las condiciones de operación del último dato de historia controlado por caudal y luego por mínima BHP (presión de fondo igual a la presión de burbuja para evitar el flujo bifásico en fondo). El Caso base tiene una recuperación total a 10 años (EUR₁₀) aproximada de 25 km³ (veinticinco mil metros cúbicos).

Propuesta de mejora de recuperación

La propuesta actual es utilizar las fuerzas capilares como motor del intercambio de agua por petróleo en las inmediaciones de la red de fracturas, mediante la inyección de agua a presión. Para obtener lo expresado anteriormente, se propone la realización de ciclos alternados de inyección y producción (Figura 6) compuestos por tres etapas:

- (i) Inyección a presión (inferior a la de fractura)
- (ii) Cierre o “soaking”
- (iii) Producción

Análisis de sensibilidad

De acuerdo con lo que se puede observar en la figura 6, existen al menos cinco parámetros de diseño para los ciclos propuestos, de los cuales dependerá el resultado de la recuperación incremental. Estos son los siguientes:

- t_{in} : Tiempo de inyección (o Volumen) de agua
- $t_{soaking}$: Tiempo de cierre
- t_{prod} : Tiempo (o Volumen) de producción luego del cierre hasta el próximo ciclo
- n : Número de ciclos

Si bien se sobreentiende que la selección de estos parámetros dependerá de las características del reservorio (heterogeneidades, volúmenes, permeabilidad, funciones de saturación, fluidos, condiciones de operación, etcétera) es interesante para el análisis, estimar rangos óptimos para cuantificar el incremental esperable en una situación similar a un posible desarrollo en la ventana de petróleo en Vaca Muerta.

Se realizaron diferentes corridas modificando los parámetros mencionados de manera lineal (uno a la vez) y se definieron los rangos óptimos comparándolos respecto del valor presente del incremento respecto del Caso base (DEUR descontado al 10% anual). En la figura 7 se muestra a modo

FLEXIBILIDAD |
 RESPALDO |
 EXPERIENCIA |

www.edvsa.com




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

◀ NEUQUÉN

◀ COMODORO RIVADAVIA

◀ RÍO GALLEGOS

◀ SAN JUAN

◀ LAS HERAS

◀ RÍO GRANDE



EDVSA

Ingeniería y Construcción

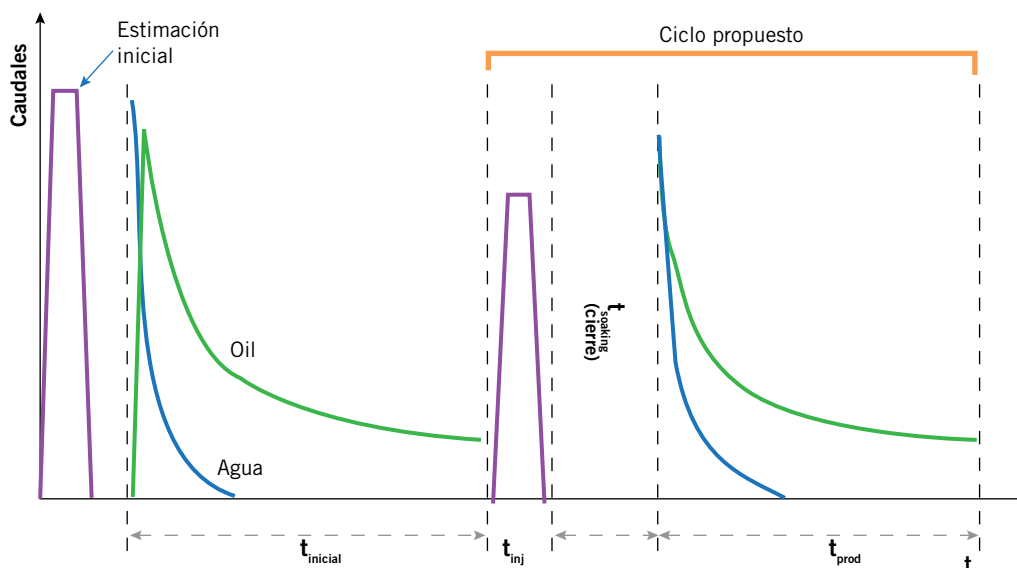


Figura 6. Esquema de tratamiento original y ciclos propuestos (verde indica caudales de petróleo; azul, de agua producida y magenta, de agua inyectada. La "Estimulación inicial" representa la terminación del pozo por fractura hidráulica con propano).

de ejemplo el resultado del análisis para el $t_{soaking}$, mientras que los resultados del resto se resumen en la tabla 1.

Parámetro	t_{inj} (días)	$t_{soaking}$ (días)	t_p (días)	n (ciclos)
Rango	0,5-2	25-30	100-160	12-17
Valor adoptado	1	30	150	15

Tabla 1. Resultados del análisis de sensibilidad.

Para la evaluación del número de ciclos óptimo se observó que para un rango amplio de n , el incremento de recuperación crecía pero cada ciclo sufría una cierta "degradación", es decir, para un mismo t_{inj} y $t_{soaking}$, el DEUR era cada vez menor (curva azul en Figura 8). Por lo anterior, se asumió un costo de intervención determinado y se calculó el Valor presente (NPV_10) del incremento, observándose un rango óptimo alrededor de 15 ciclos (curva verde en la Figura 8).

Claramente, la relación entre estos parámetros no es lineal y la selección de uno afectará el comportamiento del resto. No obstante, en esta primera instancia, se estima que una aproximación lineal es razonable para cuantificar el incremento y juzgar su importancia como método de recuperación mejorada.

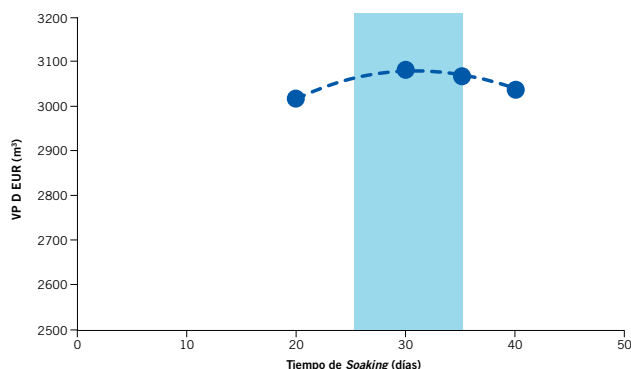


Figura 7. Análisis de sensibilidad del $t_{soaking}$ (tiempo de cierre).

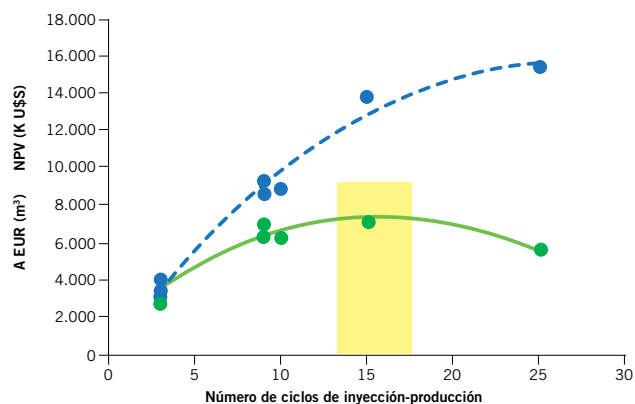


Figura 8. Análisis de sensibilidad del n (número de ciclos).

Resultados

De acuerdo con los resultados del análisis de sensibilidad se corrió un caso con los valores centrales de los rangos óptimos y se comparó con el Caso base.

En la figura 9, se observan las curvas de caudales de producción y acumuladas de petróleo, para ambos casos, en verde el Caso base y en rojo punteado el Caso optimizado. Los sucesivos incrementos obtenidos por intercambio resultan no solo en una aceleración, sino también en una incorporación de recursos incrementales de más del 40% del EUR del Caso base.

Lo anterior implica un potencial importante, ya que permitiría mejorar tanto el perfil de producción como la recuperación final de este tipo de recursos que muchas veces tienen rentabilidades marginales, debido a las bajas recuperaciones y las altas inversiones involucradas, transformando recursos en reservas.

Existen además ciertas ventajas adicionales asociadas a la aplicación de esta tecnología, que si bien no se cuantificaron en este análisis preliminar, vale la pena mencionar:

- El hecho de mantener presurizado el entorno hace que se produzca el pozo en régimen monofásico (por encima de P_b).

Hasta un 10% de ahorros en
gastos operativos y de capital
con la arquitectura integrada EcoStruxure

Hasta un 20% de
ahorros de energía

Mayor eficiencia operativa
mediante la gestión inteligente
de la oferta y la demanda

Mayor seguridad
con tecnología de simulación

Información en tiempo real
para realizar evaluaciones dinámicas
cuantitativas y cualitativas

Aumente de manera integral el control, la seguridad y la confiabilidad de sus oleoductos

Soluciones midstream integrales de un único proveedor

Enfoque integrado para la gestión de oleoductos

Las soluciones de Schneider Electric para gestión de oleoductos le brindan todo lo que usted necesita para mejorar sus operaciones de transporte y almacenamiento.

Con la arquitectura EcoStruxure™, integramos desde aplicaciones empresariales avanzadas y soluciones para monitoreo y control hasta sistemas de automatización y sensores, a la vez que garantizamos la compatibilidad entre los productos de Schneider Electric y de otros fabricantes.

¿El resultado final? Una cartera de soluciones integral que lo ayuda a hacer frente a los principales desafíos de la operación de oleoductos. Y todo de un único proveedor.



La arquitectura EcoStruxure integra las áreas clave de sus operaciones midstream



Descargue nuestro Informe Soluciones para la industria del petróleo y el gas en www.SEreply.com Código 43837B

www.schneider-electric.com.ar

Life Is On

Schneider
Electric

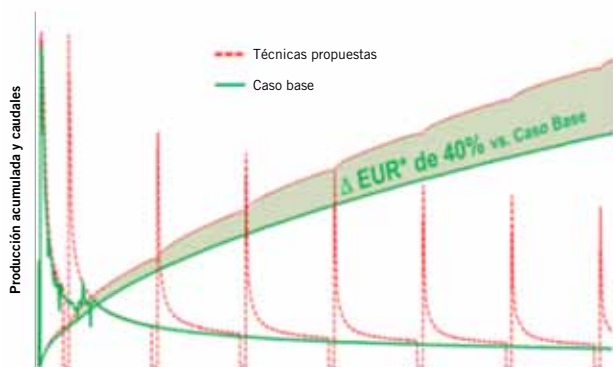


Figura 9. Resultados de corrida optimizada.

- La inyección de un fluido abre la posibilidad de dosificación de posibles tratamientos para mitigar la corrosión y la depositación de parafinas, un desafío importante en Vaca Muerta (Martínez, 2015).
- La cualidad “bidimensional” de estos reservorios permitirían acceder a la totalidad de los mismos de manera cuasi inmediata a través de la red de fracturas de alta conductividad para tratamientos de estimulación química (acidificación, tensioactivos, etcétera).

Conclusiones

Se propone una técnica de recuperación mejorada de petróleo en escenarios *shale oil*, basada en la inyección de pulsos de agua, que podría mejorar el perfil de producción, lograr incrementos importantes en la recuperación final de petróleo y mejorar las condiciones de operación de los pozos en escenarios *shale oil*.

Para sustanciar esta afirmación, se construyó un modelo físico (cualitativo) en laboratorio para comprobar el fenómeno y se construyó y ajustó un modelo de pozo mediante un simulador numérico 3D conceptual black oil con la incorporación de los fenómenos capilares, histéresis y cuyos rangos de propiedades son similares a las encontradas en Vaca Muerta.

Se simuló los procesos propuestos para distintos parámetros de diseño y se realizó un análisis de sensibilidad para optimizar el tratamiento.

La implementación de la técnica propuesta bajo los supuestos obtenidos luego de la optimización, permite cuantificar incrementales de petróleo de más del 40% respecto del Caso base (definido como la continuación de operaciones sin el tratamiento propuesto).

Adicionalmente, la aplicación de esta técnica permitiría, en cada ciclo de inyección, acceder al sistema pozo + reservorio de manera cuasi inmediata a través de su red de fracturas y mejorar problemáticas operativas actuales, como la depositación de parafinas, la corrosión y/o pérdidas de productividad por caídas en la presión y las posibilidades de estimulación química durante los ciclos de inyección.



CURSO TEÓRICO-PRÁCTICO LA CORROSIÓN MICROBIOLÓGICA: ASPECTOS BÁSICOS, CASOS Y EXPERIMENTOS

Dra. Matilde F. de Romero
Buenos Aires, 6 al 10 de junio de 2016

Se trata de un curso en el cual el trabajo de laboratorio es especialmente ventajoso para las empresas participantes; ya que éstas pueden llevar sus cupones obteniendo como beneficio la caracterización de las bacterias existentes en sus sistemas, es decir datos para el diagnóstico y control de la corrosión microbiana de las propias plantas. El dictado del curso estará a cargo de la Dra. Matilde F. de Romero, destacada investigadora y docente con una importante trayectoria regional e internacional.

Vacantes limitadas.
Para más información:
[cursos@iapg.org.ar](mailto: cursos@iapg.org.ar)



Reduzca su OpEx, incrementando la eficiencia de su campo petrolero.

Presentamos nuestras soluciones en levantamiento artificial, para maximizar la eficiencia y la productividad de las bombas y evitar salidas de servicio y los costos asociados.

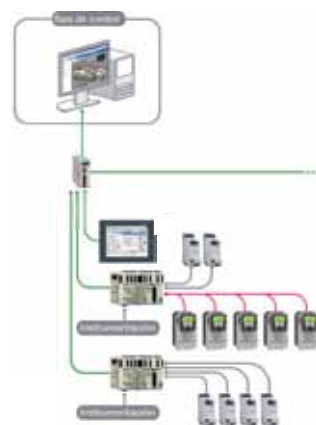
Sistema de control para AIB*

El Controlador para AIB* permite controlar, proteger y optimizar el funcionamiento de la bomba, reducir costos operativos, mejorar la eficiencia energética y bajar los costos de mantenimiento.

Sistema de control para PCP**

Nuestra solución basada en información mecánica de la bomba y datos en tiempo real, proporciona el máximo rendimiento y protección de la PCP**, sin dañar partes mecánicas de la bomba.

*AIB= Aparato individual de bombeo. **PCP= Bomba de cavidad progresiva.



Descargue Soluciones para la industria del petróleo y el gas en www.SEreply.com Código 74234D

www.schneider-electric.com.ar

Life Is On

Schneider
Electric

Agradecimientos

Los autores agradecen especialmente a las compañías Shell Capsa, Pan American Energy, Pluspetrol Argentina y Chevron Argentina por la posibilidad de intercambiar opiniones, incorporar y enriquecer la discusión y analizar resultados en conjunto durante el desarrollo de las tareas que permitieron alcanzar los resultados que se presentan en este trabajo. Adicionalmente agradecemos al Ing. Juan Di Nucci por su valiosa colaboración en la etapa de Simulación y Ajuste histórico. No obstante, las opiniones y conceptos incluidos en este trabajo son de exclusiva responsabilidad de los autores. ■

Referencias

- "Enhanced Oil Recovery from the Bakken Shale Using Surfactant Imbibition Coupled with Gravity Drainage", Wang D., RPSEA. Presentation held at the Onshore Production Conference: Technological Keys to Enhance Production Operations, October 17, 2013, Long Beach, California.
- Capillary Pressure Measurement using Reservoir Fluids in a Middle Bakken Core", Karimi S., Kazemi H., Colorado School of Mines, SPE-174065-MS.
- "Thirty Years of Gas Shale Fracturing: What Have We Learned", King G. E., 2010. Paper SPE 133456 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Florence, Italy, 19-22 September 2010.
- "Numerical Investigation of Coupling Multiphase Flow and Geomechanical Effects on Water Loss During Hydraulic Fracturing Flow-Back Operation", Wang M. and Leung Y., University of Alberta, Paper 2154838 presented at the URTEC, San Antonio, 20-22 July 2015.
- Wang, F. P. y R. M. Reed, 2009, Pore Networks and Fluid Flow in Gas Shales. Paper presented at the SPE ATCE, New Orleans, Louisiana. SPE-124253-MS.
- Vaca Muerta: Challenging the Paradigm of Producing From a Shale formation Juan Francisco Martínez*, Juan I. Álvarez Claramunt, José L. Meriño, Anyelen L. Larsen; YPF S.A. Copyright 2015, Unconventional Resources Technology Conference (URTEC) DOI 10.15530/urtec-2015-2154000 This paper was prepared for presentation at the Unconventional Resources Technology Conference held in San Antonio, Texas, USA, 20-22 July 2015.
- Integrated Dynamic Flow Analysis To Characterize an Unconventional Reservoir in Argentina: The Loma La Lata Case, Fernandez Badessich, Matias, YPF, Berrios, Carlos Vicente, Repsol YPF, SPE Conference Paper 156163-MS - 2012.
- Takahashi S., Water Imbibition, Electrical Surface Forces and Wettability of Low Permeability Fractured Porous Media, PhD Dissertation at Stanford University, September, 2009.
- Johri M., M. Zoback, The Evolution of Stimulated Reservoir Volume during Hydraulic Stimulation of Shale Gas Formations. Stanford University, CA-BP America, Houston Tx. SPE paper URTEC 1575434 presented at Denver, Colorado, August 12-14, 2013.
- "Developments in Spontaneous Imbibition and Possibilities for Future Work", Geoffrey Mason, Norman R. Morrow, University of Wyoming, USA, Journal of Petroleum Science and Engineering, August 2013.
- Lee J., "Estimating Reserves in Unconventional Gas Reservoirs", Texas A&M / University of Houston, presentado en el Workshop de Tight y Shale Gas Development, realizado por IAPG y la SPE Argentina, del 6 al 7 de agosto de 2012.
- Inyección de Agua en Reservorios "shale oil" - El Impacto de los Fenómenos Capilares sobre la Producción, Marcelo Crotti, Inés Labayén, INLAB S.A. Presentado en la décima edición del CONEXPLO organizado por el IAPG en Mendoza, 11-12 de agosto de 2014.
- Numerical Investigation of Coupling Multiphase Flow and Geomechanical Effects on Water Loss During Hydraulic Fracturing Flow-Back Operation Mingyuan Wang and Juliana Y. Leung, University of Alberta Copyright 2015, URTEC: 2154838 presented at the Unconventional Resources Technology Conference held in San Antonio, Texas, USA, 20-22, July 2015.
- Imbibition and Water Blockage in Unconventional Reservoirs: Well Management Implications During Flowback and Early Production. A. Bertoncello, J. Wallace, M. Hornapour, Hess Corp, C. Blyton, University of Texas at Austin. SPE/EAGE paper 167698 presented at Viena, Austria, 25-27, February 2014.
- Production Analysis and Forecasting of Vaca Muerta Shale Wells in Argentina: Case History-Based. Herrero F., Maschio L., Pluspetrol. Paper URTEC 1965548 presented at URTEC in Denver, Colorado, 25-27, August 2014.
- Uncharted Waters: What Can We Learn From Waters Produced From Horizontal Wells in the Permian Basin? Matthew M. Laughland, David Nelson, Paul Wilson and Emily Eastridge, Pioneer Natural Resources USA, Inc. Irving, Tx. Paper URTEC 1926712 presented at Denver, Colorado, 25-27, August 2014.

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



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

Oficina

San Martín 793, Piso 2° "B" C1004AAO Bs. As., Argentina

Teléfono

(54-11) 5352-7777

Fax

(54-11) 5256-6319

website

www.vyp.com.ar

email

info@vyp.com.ar



TECNA

TECNOLOGÍA, INGENIERÍA Y CONSTRUCCIÓN

INGENIERÍA Y CONSULTORÍA **[E]**

PROYECTOS EPC **[EPC]**

OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO **[O&M]**



www.tecna.com



Una aproximación de modelación numérica para reservorios no convencionales

Por **Ing. Pablo Crespo** (Chevron Argentina)

Las herramientas heredadas de la ingeniería de reservorios clásica que se aplican en el análisis de los reservorios no convencionales no son útiles en todos los casos; en este trabajo se refiere cómo el uso de modelos numéricos se ajusta a las necesidades de los profesionales involucrados en analizar áreas de El Trapial.

rente a la necesidad de hacer pronósticos de producción en reservorios no convencionales, existen diversas herramientas heredadas de la ingeniería de reservorios clásica, entre ellas los simples y sin-sentido físico análisis de curvas de declino (DCA, en todas sus variantes), los modelos analíticos, que son muy útiles solo bajo ciertas condiciones. En un nivel superior encontramos los modelos numéricos, a los que nos referiremos en este trabajo.

En este documento se expondrá un caso práctico del Proyecto Exploratorio en Vaca Muerta, en El Trapial, donde se utilizó un modelo numérico para realizar pronósticos de producción y estimar espaciamientos óptimos en pozos verticales y horizontales. Adicionalmente, se realizó un análisis de sensibilidad a fin de cuantificar el impacto de las variables con mayor incertidumbre utilizadas en el modelo.

Plan de captura de datos

Es sabido que la información capturada dentro de la fase exploratoria de un proyecto impacta fuertemente en el resultado de su desarrollo final. Por ello, los profesionales involucrados en esta fase del proyecto deben contar con la experiencia y los conocimientos necesarios para diseñar un plan de captura de datos acorde a la magnitud del posible desarrollo del campo. La campaña exploratoria en El Trapial contempló cuatro pozos verticales, perforados en posiciones estratégicas dentro del campo, donde se entendió por completo esta premisa. El plan de captura de datos incluyó principalmente:

- Adquisición de coronas y testigos rotados.
- Perfiles completos a pozo abierto.
- Estudios geomecánicos, geoquímicos y petrofísicos en laboratorios.
- DFTTs extendidos.
- *Step Rate Down Tests* y *Flowback/Pressure Rebound Tests*.
- Trazadores hidrófilos dentro del tratamiento de fractura.
- Medición de caudales de petróleo, agua y gas mediante separadores trifásicos en locación.
- Sensores recuperables de presión y temperatura en fondo.
- Caracterización completa de los fluidos de producción (petróleo, agua y gas).
- PVTs completos para cada tipo de hidrocarburo (condensado retrogrado y petróleo volátil).
- Perfiles de producción (PLTs).
- Gradientes estáticos y dinámicos.

Cada pieza de información capturada durante la campaña exploratoria fue utilizada, directa o indirectamente, como input del modelo numérico que nos concierne en este documento.

Diseño del modelo numérico

Las fracturas hidráulicas en este tipo de reservorios no convencionales tienden a ser de una naturaleza mucho más compleja que en los reservorios convencionales (típicamente $\sigma_{\max}$ cercano a $\sigma_{\min}$) generando un volumen de

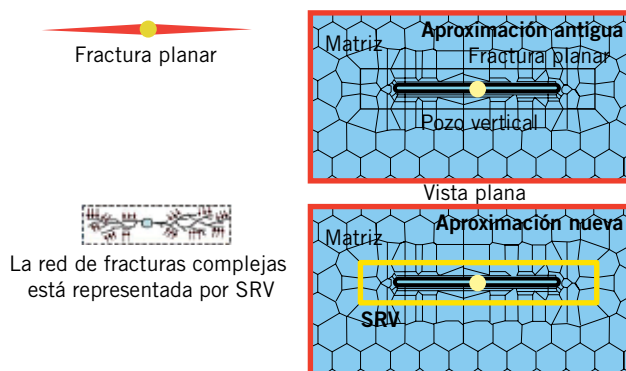


Figura 1. Efectos de la fractura hidráulica: arriba, en un reservorio convencional; abajo, en un reservorio no convencional.

reservorio estimulado, lo que comúnmente se llama SRV, en lugar de una simple fractura planar. Da origen así a modelar este volumen de reservorio estimulado, como una región entorno al pozo, donde la permeabilidad del reservorio ha sido mejorada luego de la masiva estimulación hidráulica que ha recibido (Figura 1). Esta permeabilidad dentro del SRV debe ser acotada y para ello se utilizaron herramientas modernas de análisis de transientes de producción (R.T.A.), que permitieron obtener el conocido parámetro de flujo lineal: $h.X_f.\sqrt{\kappa}$, que se obtuvo calculando la pendiente de la recta en un gráfico de presión normalizada versus $\sqrt{t}$ durante el período de flujo lineal (Figura 2). Independientemente de los valores de permeabilidad, altura y media ala de fractura que utilizemos, el parámetro de flujo lineal debe ser honrado. Otra importante herramienta utilizada en este caso para restringir el volumen del SRV es el Balance de Materia Fluyente (F.M.B.), de donde se pudo obtener el mínimo volumen fluyendo en el pozo durante el tiempo considerado. Es de destacar, que debido a la extremadamente baja permeabilidad en este tipo de reservorios, la onda de presión avanza muy lentamente dentro del mismo, acorde a la conocida fórmula del radio de investigación, en consecuencia el volumen contactado se incrementará lentamente, y el escenario utilizado caerá del lado conservador (Figura 3). Al combinar ambas herramientas (F.M.B. y R.T.A.), es posible modelar el SRV asumiendo conocidas propiedades PVT, porosidad de la roca, saturaciones de fluido y, $h.X_f$ o κ . Típicamente se extrae κ y se asumen conocidos valores de $h.X_f$ utilizando modelos de simulación numérica para estimar el crecimiento de fracturas y/o utilizando información de microsísmica y perfiles especiales que permiten medir la altura de la fractura hidráulica (en pozos verticales).

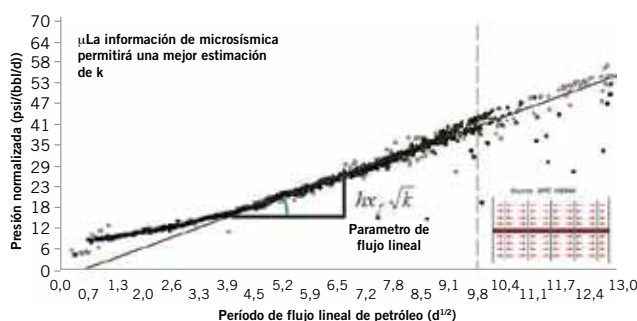


Figura 2. Presión normalizada en función del tiempo de flujo lineal.

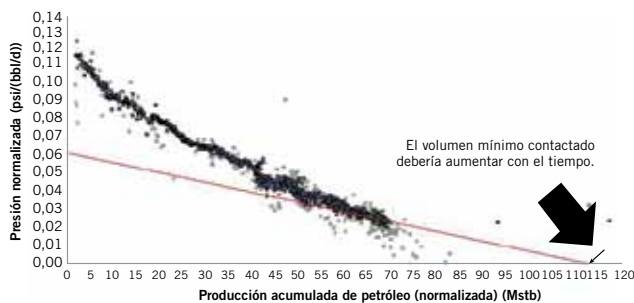


Figura 3. Presión normalizada en función de la producción acumulada de petróleo.

El volumen de roca fuera del SRV modelado posee las mismas propiedades petrofísicas excepto en su permeabilidad. En este caso, debido a que esta roca permanece fuera del volumen perturbado por la fractura hidráulica, se le asignan valores de permeabilidad dentro de los rangos obtenidos en estudios de laboratorio (Figura 4). Es pertinente mencionar, que los valores de permeabilidad son obtenidos de muestras de roca molida, de manera que toda mejora de permeabilidad en la roca debido a la existencia de microfisuras, es abolida.

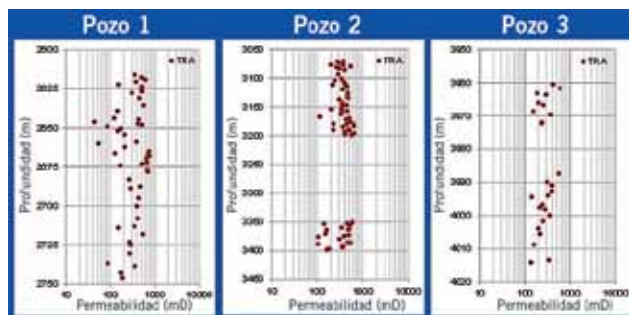


Figura 4. Asignación de valores de permeabilidad a la zona no perturbada por las fracturas.

Finalmente la presión de reservorio fue obtenida mediante un DFIT extendido extrapolando el final del ensayo con un gráfico de Horner (Figura 5). Las propiedades de fluidos fueron obtenidas mediante un PVT completo. La figura 6 resume las distintas fuentes de información utilizadas para construir el modelo.

History matching

El *history matching* consistió en utilizar una pwf calculada mediante una VLP calibrada con información de un gradiente dinámico, y así obtener del modelo, caudales de petróleo. El parámetro utilizado para mejorar el ajuste de producción fue la κ , teniendo en cuenta que se debía honrar el parámetro de flujo lineal obtenido del R.T.A. De esta manera, las dimensiones del SRV debieron ser ajustadas nuevamente considerando el volumen obtenido mediante el F.M.B. Afortunadamente, y debido a la buena calidad de los datos de entrada del modelo, solo debieron realizarse pequeños ajustes para lograr un buen *history matching*. Como QA/QC, el modelo fue utilizado para estimar la pwf empleando datos de caudales como entrada, y nuevamente se corroboró un buen *history matching* (Figura 7). Como otro elemento adicional de QA/QC del modelo, se observó un buen ajuste en un *build-up* de aproximadamente un

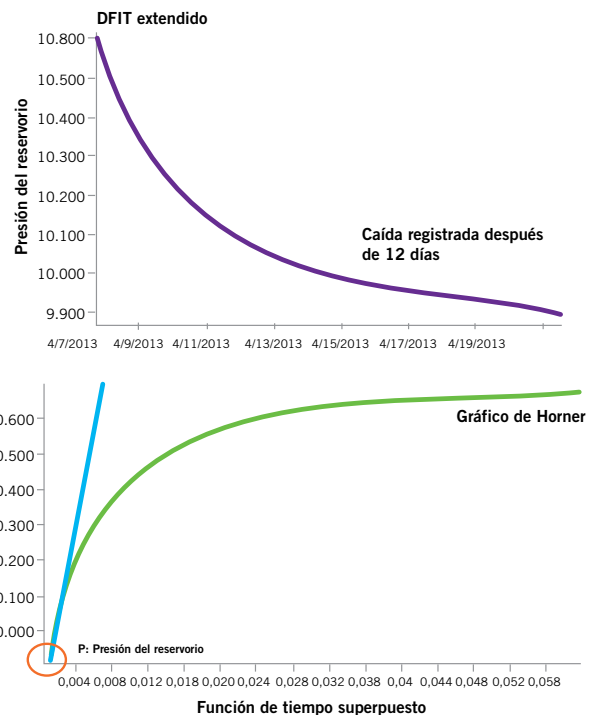


Figura 5. Obtención de la presión del reservorio.

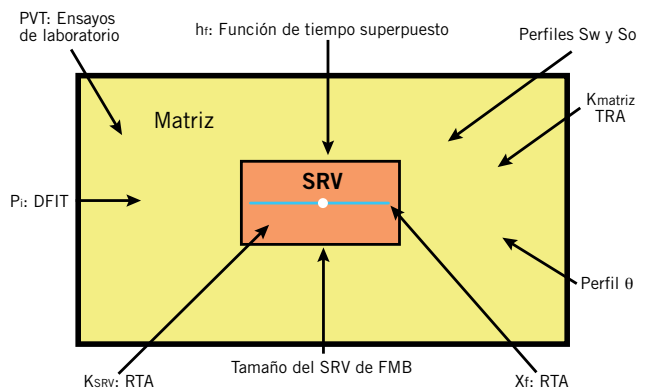


Figura 6. Ajuste de las dimensiones del SRV considerando el balance de material fluuyente.

mes y medio de duración, lo que demuestra la buena capacidad del modelo para recargar el volumen, de acuerdo con lo observado en el comportamiento de presión (Figura 8).

El pronóstico de producción se realizó extrapolando la presión de fondo hasta la presión de burbuja y luego se tomó esa presión constante durante toda la vida del pozo, lo que presupone una estrategia de *choke management* que permi-

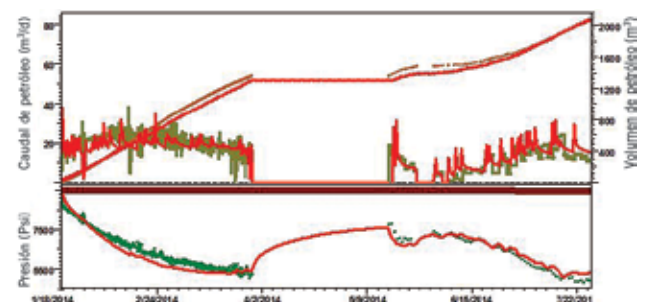


Figura 7. Pronóstico comparativo a partir del modelo.

AXION

ELEVADORES & HIDROGRÚAS



La línea más moderna del mercado en Hidroelevadores & Hidrogrúas.



AXION es una empresa comprometida con la Calidad.

Capacitación

Servicio Post Venta



0800 555 0202
www.axionlift.com

Buenos Aires | Neuquén | Córdoba

San Francisco, Córdoba - Argentina | axionlift@axionlift.com



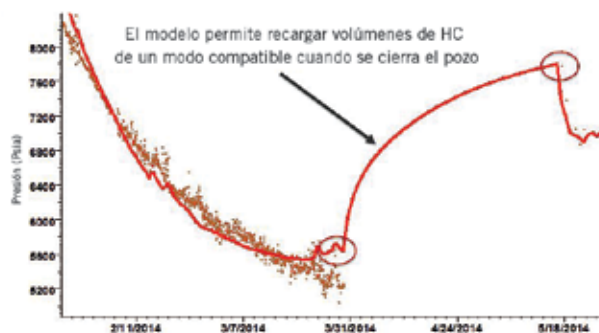


Figura 8. Representatividad del modelo.

tierra operar el pozo de esta manera. Y así evitar la discusión sobre el comportamiento multifásico en reservorios no convencionales, donde su modelado aún está sobre la mesa.

Análisis de sensibilidad

Con el objetivo de evaluar el impacto en las variables con mayor incertidumbre en el modelo (Figura 9) fue realizado un análisis de sensibilidad. Escenarios de P10 y P90 para cada una de estas variables fueron corridos en el modelo (modificando su valor de una a la vez) y se utilizó como variable observada el impacto en el volumen de petróleo acumulado a 5, en donde el impacto financiero es importante. Como era de esperar, las variables con mayor impacto son X_f y, debido a las altas presiones de reservorio que generalmente hay en este tipo de reservorios, la compresibilidad de la roca. Un impacto moderado se obtuvo en la porosidad, la presión de reservorio y la altura de fractura, mientras que el impacto fue bajo en la saturación y las propiedades de fluidos (Figura 10). Este tipo de análisis de sensibilidad permite entender dónde se deben focalizar los mayores esfuerzos para mejorar la precisión en las variables utilizadas.

Variable	Unidad	Valor	Confianza
Presión de reservorio	psia	9.500	muy alta
Densidad del fluido	AP	47	alta
Relación gas/petróleo	m ³ /m ³	205	alta
Presión del punto de burbuja	psia	4200	alta
Porosidad	%	12	medio-alto
Compresibilidad de la formación	psia ⁻¹	$9,2 \times 10^{-6}$	medio
Saturación de agua	%	65,5	medio-bajo
Permeabilidad del shale	nanodarcies	300	medio-bajo
Alto de fractura	m	?	✗
Longitud media de las fracturas	m	?	

Figura 9. Análisis de sensibilidad de las variables con mayor incertidumbre.

Optimización de espaciamiento entre pozos

El análisis de optimización de espaciamiento entre pozos se dividió en dos fases:

- Pozos verticales: el objetivo es confirmar, dado un espaciamiento sugerido para optimizar la captura de datos en fase *appraisal*, una mínima interferencia de producción entre pozos.

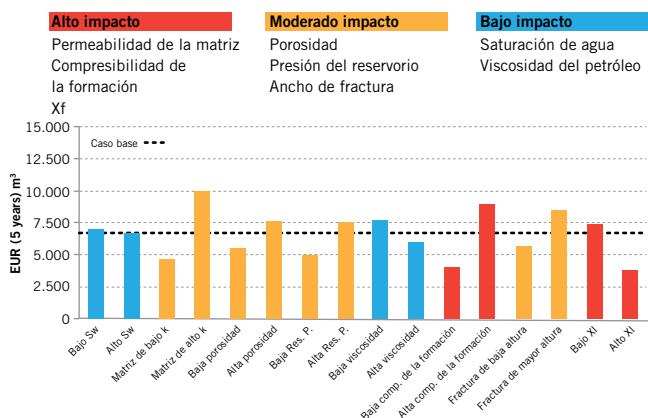


Figura 10. Grado de impacto en las distintas variables.

- Pozos horizontales: el objetivo de este escenario es realizar una primera estimación de espaciamiento óptimo, dentro de una fase de desarrollo con pozos horizontales (*factory drilling*).

En el caso del escenario de pozos verticales, fue confirmado con el modelo numérico que el espaciamiento sugerido no repercutiría negativamente en términos de interferencia de producción (Figura 11).

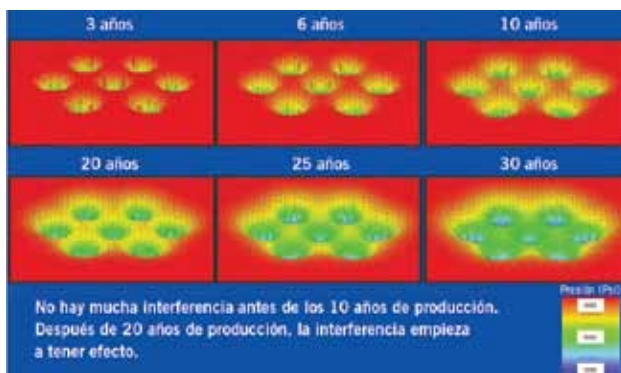


Figura 11. Espaciamiento óptimo obtenido con el modelo numérico.

El escenario de pozos horizontales, con vistas a una fase de desarrollo, presentó una complicación adicional, en la que se tuvieron que realizar diferentes corridas disminuyendo el distanciamiento entre pozos (en ambas direcciones).

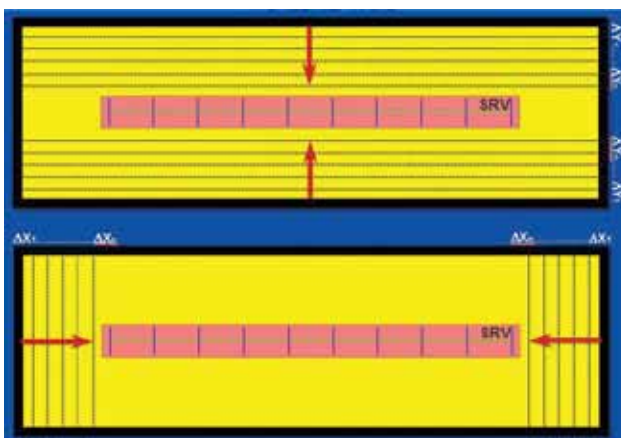


Figura 12. Corridas realizadas disminuyendo el distanciamiento entre pozos.

FR

SORPRÉNDASE CON SERVICIOS Y TEJIDOS
WORKWEAR DE CALIDAD SUPERIOR

WORKWEAR

CEDRO TEXTIL



PERFORMANCE Y TECNOLOGÍA

- Protección al arco eléctrico y fuego repentino.
- Más fiabilidad
- Único con tecnología PROBAN
- Único con certificado Oeko Tex

Workwear Cedro añade más comodidad y seguridad al profesional. Workwear Cedro es tecnología, innovación y exclusividad.

Visite workwear.cedro.com.br y aproveche la oportunidad de utilizar nuestro servicio digital para creación y personalización de sus propios uniformes.

cedrobras@arnetbiz.com.ar

WORKWEAR
PERFORMANCE E TECNOLOGIA

CEDRO
TEXTIL

PROBAN
S
Resistencia
a la rotura

CONFIDENCE
IN TEXTILES
Tested for harmful substances
according to Oeko-Tex® Standard 100
www.oeko-tex.com

nes), buscando disminuir la interferencia en producción (dentro de los 5 primeros años) debido a un solapamiento en el área de drenaje con su pozo vecino (Figura 12). Cuando el Δ Pérdida-de-Producción aumentó sustancialmente en comparación con el escenario de espaciamiento anterior, se encontró el espaciamiento óptimo (Figura 13). Estuvo fuera del alcance de este trabajo incluir la evaluación económica/financiera dentro del análisis de espaciamiento óptimo entre pozos, pero se recomienda al lector tenerla en cuenta ante cualquier análisis de este tipo.

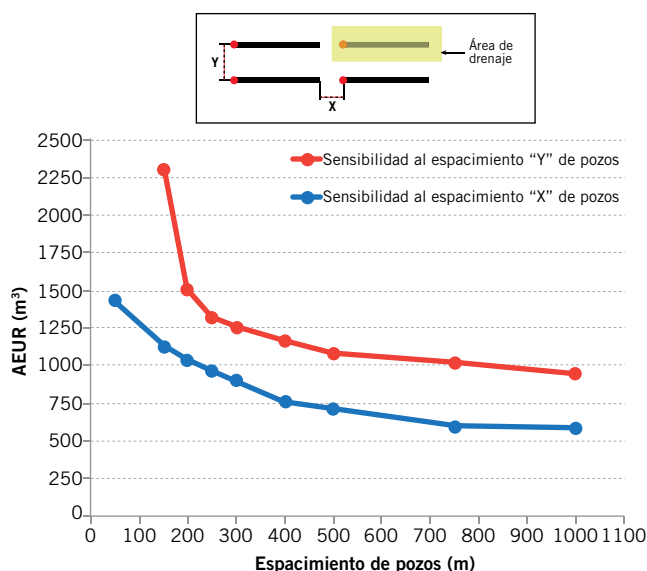


Figura 13. Búsqueda de espaciamiento óptimo para disminuir la interferencia en la producción.

Conclusiones

De este trabajo podemos concluir lo siguiente:

- Un sólido y completo plan de captura de datos durante la campaña exploratoria de un proyecto es de gran importancia para posteriormente utilizar herramientas de modelado numérico con buena calidad de datos de entrada.
- La masiva y compleja fractura hidráulica en este tipo de reservorios es difícil de modelar con los simuladores numéricos disponibles en la actualidad. Un volumen de permeabilidad mejorada en la cercanía del pozo puede ser usada para modelar el SRV.
- Un flujo de trabajo integrado y herramientas, como el R.T.A. y el F.M.B., deben ser utilizadas para darle robustez al modelo.
- Los parámetros de completación (h_f y x_f), la permeabilidad y la compresibilidad de la roca son las variables de mayor impacto en los resultados del modelo.
- Un modelo numérico relativamente simple puede ser utilizado para estimar espaciamiento óptimo entre pozos en una etapa temprana del proyecto.

El modelado numérico en reservorios no convencionales presenta desafíos adicionales que la Ingeniería de Reservorios clásica ya había resuelto. Los efectos geomecánicos (*Proppant Embedment*, *Crushing*, *Bridging*, etcétera),

el modelado de red de fracturas hidráulicas complejas, los efectos de *adsorption/desorption*, el comportamiento del fluido en espacios porales de apenas algunos cientos de nanómetros son algunas de las problemáticas que debemos tener en cuenta en este tipo de reservorios. Aun así, el modelado numérico es la herramienta que permite entender el comportamiento del fluido dentro del reservorio, sin olvidar lo expuesto. Sin embargo, resulta fundamental usar el criterio en cualquier herramienta que se utilice y recordar: "Las células estructurales no pueden sustituir a las células cerebrales" (Anonimous). ■



Agradecimientos

Agradecemos a Chevron Argentina por promover la divulgación de este trabajo. Especialmente agradecemos al personal de ingeniería y operaciones de Chevron Argentina, que facilitó y permitió ejecutar un seguro y efectivo plan de captura de datos, pilar del trabajo aquí presentado.

Bibliografía

- Dynamic Flow Analysis (Kappa Engineering).*
Unconventional Production Data Analysis (Fekete Engineering).
Diagnostic Fracture Injection Testing Tactics in Unconventional Reservoirs (Cramer & Nguyen-SPE 163863).
Importance of the Transition Period to Compound Linear Flow in Unconventional Reservoirs (Liang Peter, Thompson, John Matthew, Mattar, Louis-SPE 162646).
Integrated Dynamic Flow Analysis to Characterize an Unconventional Reservoir in Argentina (Matías Fernández Badessich & Vicente Berrios-SPE 156163).
Interpretation of Reservoir Flow Regimes and Analysis of Well Test Data in Hydraulic Fractured Unconventional Oil and Gas Reservoirs (Hassan Barami & Jamal Siavoshi-SPE 164033).
Modeling Workflow for Shale Gas Reservoir Engineering Analysis and Production Forecasting (Padmakar, 2011).

Nomenclatura

- SRV = Volumen estimulado del reservorio.
 QA/QC = Aseguramiento y control de la calidad
 κ = Permeabilidad
 t = Tiempo
 DFIT = Prueba de inyección para el diagnóstico de fracturas
 x_f = Longitud promedio de la fractura
 P_{wf} = Presión dinámica de fondo
 VLP = Comportamiento de la extracción vertical

SOMOS POTENCIA EN LA **GENERACIÓN** DE SOLUCIONES



Finning cuenta con una amplia variedad de productos de generación, con unidades de potencia desde 6,8 EKW hasta 9.760 EKW y un equipo de expertos que brinda soluciones llave en mano para proyectos de generación distribuida y plantas de tratamiento, entre otros. Con más de 20 sucursales en todo el país **Finning** provee un servicio de posventa integral que permite reducir al mínimo los costos de operación, maximizando la vida útil de su motor y minimizando el tiempo de inactividad, a través de contratos de mantenimiento a medida CSA (Customer Support Agreements).

BUILT FOR IT.

LLÁMANOS
0810 555 0832
FINNING.COM.AR

 /finningsudamerica
 /finningsudamerica
 /finningsouthamerica

FINNING 

Desarrollo e integración de **Modelos Capacitivos Resistivos** en un simulador analítico de mallas de inyección

Por *María Sol Fraguío*, *Alejandro Lacivita* y *Jorge Valle* (Interfaces S.A.) y *Mario Storti* (Cimec - Conicet-UNL)

Se describe aquí una integración de modelos en el simulador de mallas de inyección con un método basado en el historial de caudales de proyectos de recuperación secundaria, recomendable en los casos en que la producción provenga de campos multicapa o no hay información suficiente para una simulación numérica.



Este trabajo propone la integración de Modelos Capacitivos Resistivos (CRMs) en el simulador de mallas de inyección de Sahara con el objetivo de mejorar el cálculo de los coeficientes de distribución de la inyección por medio de un método que utiliza la historia de los caudales en proyectos de recuperación secundaria. Las conectividades definidas para CRMs, como la fracción del caudal de inyección de un pozo inyector fluyendo hacia un pozo productor, son interpretadas como los coeficientes de distribución de la inyección por capa en el simulador de recuperación secundaria multicapa basado en mallas de inyección. El mismo es especialmente útil cuando la producción proviene de campos multicapa o para obtener resultados de campos donde la información no es suficiente para realizar simulaciones numéricas. El mismo ha sido ampliamente utilizado en cuencas de nuestro país y América latina en los últimos quince años. Este trabajo permitirá aumentar la potencialidad del simulador, ya que propone una solución a una limitación por el potencial del mismo.

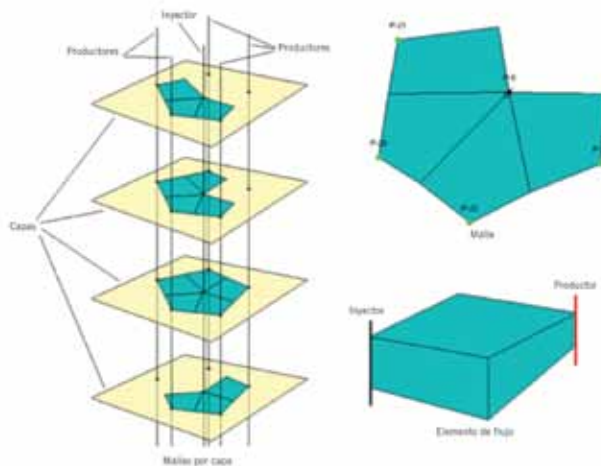


Figura 1. Esquema multicapa de mallas y elementos de flujo del simulador analítico de mallas de inyección.

Modelos Capacitivos Resistivos (CRMs)

Los CRMs permiten cuantificar la comunicación entre pozos productores e inyectores durante operaciones de recuperación secundaria al proveer importante información sobre canales preferenciales de transmisibilidad y barreras de flujo, basándose solamente en datos de caudal de producción y de inyección de los pozos involucrados. Además, los CRMs son capaces de modelar el retraso en la respuesta de un productor provocado por el impulso inducido en el pozo inyector. Son modelos de procesamiento de señales donde los caudales de inyección son interpretados como la señal de entrada y la producción total representa la respuesta del reservorio o la señal de salida. Muchos autores han estudiado el tema desde la primera propuesta de Albertoni (2002) y Albertoni & Lake (2003). Ellos presentaron un método estadístico que utilizaba regresiones múltiples para obtener los coeficientes de conectividad entre inyectores y productores. El método predecía los caudales de producción de líquido de un pozo utilizando un modelo lineal que asumía una combinación lineal de caudales de inyección de cada inyector del campo. Además, fue tomada en cuenta la atenuación del medio entre pares productor inyector al utilizar lo que los autores denominaron filtros de difusividad. Los filtros eran aplicados a los caudales de inyección. Yousef *et al.* (2005) presentaron un nuevo modelo, actualmente conocido como CRM (*Capacitance Resistive Model*), para cuantificar la comunicación entre pozos basado en los caudales de inyección y producción, que tenía en cuenta efectos capacitivos (compresibilidad) y resistivos (transmisibilidad). Este modelo provee parámetros que indican la atenuación y el retraso en la respuesta entre pares productor inyector sin necesidad de filtrado. Por cada par productor inyector se determinan dos parámetros: uno, cuantifica la conectividad; y otro, cuantifica el grado de almacenamiento de fluido entre pozos (constantes de tiempo). Los coeficientes de conectividad en CRMs representan la fracción de agua inyectada en estado estacionario que contribuye a la producción en cada productor conectado. A partir de la introducción de los CRMs, los mismos han sido estudiados por diversos au-

tores (Sayarpour, 2008; Weber, 2009; Nguyen, 2011) y se han propuesto distintos tipos de soluciones para las ecuaciones diferenciales originales en sus diferentes versiones según el volumen de control estudiado (CRMP: volumen de drenaje alrededor de un pozo productor; CRMIP: volumen de drenaje entre pozo inyector y productor). La mayoría de los autores han utilizado los CRMs para estudiar cualitativamente el reservorio como sistemas monocapa y así detectar distintos grados de conectividades y fallas, con el objetivo de redistribuir la inyección de agua y así mejorar la producción de petróleo en proyectos de recuperación secundaria. Weber (2009) tuvo en cuenta por primera vez que, a lo largo de la vida del reservorio, los pozos productores e inyectores se abren, se cierran o se reconvierten, además de restringir el número de pares de pozos por distancia con el objetivo de reducir el número de parámetros por identificar. Moreno (2013) resolvió el sistema teniendo en cuenta que las conectividades debían ser dinámicas y determinó el modelo para un sistema de tres capas.

Simulador analítico de mallas de inyección

El simulador de Sahara consta de un sistema de mallas de inyección. Cada malla de inyección se compone de una serie de elementos de flujo que conectan cada pozo inyector con los productores vecinos en cada capa. Un elemento de flujo es el volumen de reservorio, donde se produce el barrido desde el pozo inyector hasta el pozo productor. La forma de los elementos de flujo debería reflejar las líneas de flujo para cada par productor inyector. La figura 1 muestra un esquema de las mallas y elementos de flujo.

Los elementos de flujo en cada malla son creados o destruidos según el estatus de los pares de pozos. El mismo puede cambiar en el tiempo dados que los pozos o capas se abren y se cierran y los pozos se reconvierten a lo largo de la vida de un proyecto. Cuando un elemento es creado, este es proyectado en el tiempo mientras que el estatus de los pozos involucrados no cambie. La figura 2 muestra dos estados en el tiempo para la misma capa de un proyecto de recuperación secundaria.

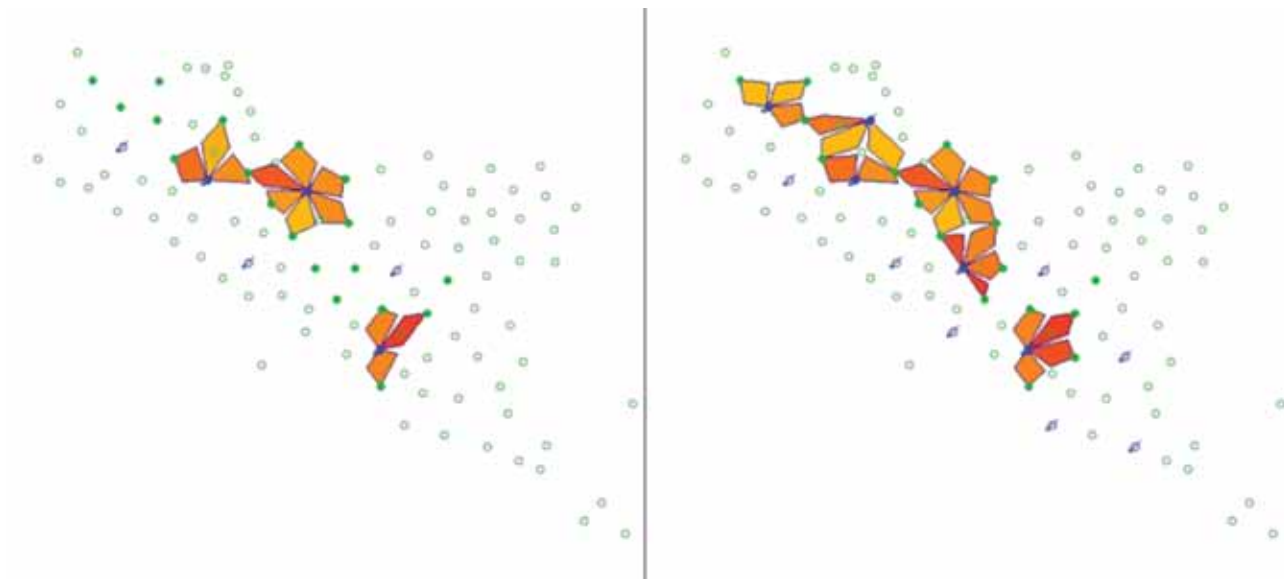


Figura 2. Distribución de mallas para dos momentos diferentes en la misma capa en un proyecto de recuperación secundaria.

La metodología de cálculo del simulador se basa en la distribución areal de la inyección de agua de cada pozo inyector en cada capa y en el modelo de cálculo seleccionado. Una vez definidas las mallas de inyección mediante los elementos de flujo que las componen, es posible distribuir arealmente la inyección del mismo en cada capa mediante coeficientes de prorrateo.

Cada elemento de flujo, considerado como estanco y caracterizado por su volumen poral y su saturación de petróleo móvil, puede ser barrido por el agua inyectada en la capa distribuida arealmente hacia cada pozo productor de la malla. En estas condiciones, es posible calcular los caudales de petróleo y agua erogados del elemento por el pozo productor, a partir de la inyección de agua que recibe de cada elemento de flujo. El procedimiento general de cálculo se puede esquematizar de la siguiente forma:

1. Para cada capa o región y para cada elemento de flujo, calcula los parámetros generales de acuerdo con el método de cálculo seleccionado (volúmenes porales, saturaciones, parámetros PVT).
2. Para cada elemento de flujo, calcula las saturaciones iniciales y cada mes lee la inyección de capa correspondiente al pozo inyector y la multiplica por el coeficiente que le corresponde a ese elemento en ese mes y obtiene el volumen de agua que se debe inyectar en el mismo.
3. Si es necesario aplica el retraso de respuesta.

Para cada elemento, se suma el volumen obtenido en el punto 2 al inyectado previamente y lo divide por el volumen poral del elemento para obtener el Wid (acumulada de agua inyectada en volúmenes porales). De acuerdo con el modelo de cálculo seleccionado (Flujo Segregado, Buckley Leverett, Craig, Geffen y Morse, Curva Característica, Método WOR), obtiene el Npd (acumulada de petróleo producida en volúmenes porales). Con el Npd, calcula la saturación media de petróleo del elemento al final del mes. Una vez terminado el proceso para cada elemento de cada capa, Sahara calcula, con el empleo de las saturaciones de los elementos, la producción de capa de secundaria

de cada pozo y la correspondiente producción asociada de cada inyector. La suma de los caudales producido por cada elemento de flujo, en cada pozo, en cada capa permite obtener la curva de producción de cada pozo, que luego podrá ser comparada con la historia de producción del mismo al sumarle las producciones de primaria definidas por el usuario. El proceso de *History Matching* se realiza modificando los parámetros correspondientes al modelo analítico de cálculo elegido y los coeficientes de distribución areal de la inyección. La figura 3 muestra un esquema de la secuencia de pasos e implicancias en cada uno para completar una simulación con el simulador de mallas de inyección.

La figura 3, junto con la explicación anterior, ponen de manifiesto la importancia que los datos ingresados tienen sobre el resultado de la simulación. Cada uno de los parámetros de entrada tiene su propio grado de incertidumbre e incide diferente sobre los resultados de la simulación. El problema de la incertidumbre asociada a los parámetros geológicos y parámetros PVT (paso 3 de la figura 3) fue

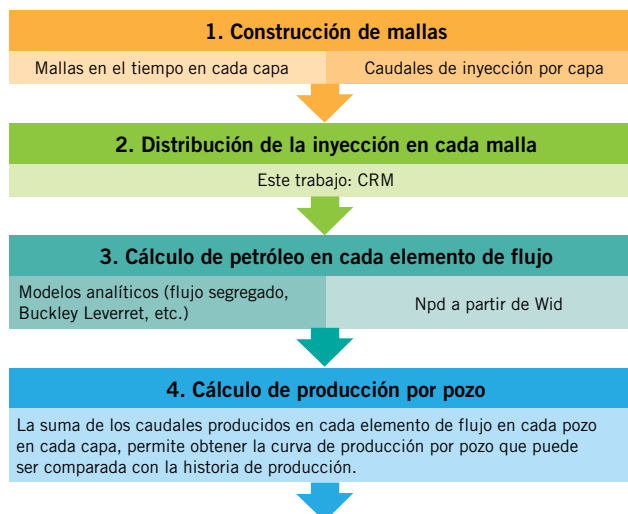


Figura 3. Secuencia de pasos para realizar una simulación con el simulador analítico de mallas de inyección.

LÍDER MUNDIAL EN EQUIPOS DE LIMPIEZA.

Kärcher hace la diferencia en la limpieza profunda con sus Barredoras y Fregadoras de tecnología alemana.

 | www.karcher.com.ar  | info@ar.karcher.com  | +5411 4748-5000  | [Karcher.Arg](https://www.facebook.com/Karcher.Arg)



KM 105/110
BARREDORA
HOMBRE A BORDO

KÄRCHER

makes a difference

acotada con el desarrollo de un módulo que realiza simulaciones de Montecarlo asociado al simulador de mallas de inyección. El mismo permite asignar distribuciones de probabilidad a los parámetros de entrada de cada modelo de cálculo y así obtener resultados probabilísticos de las producciones.

El paso 2 de la figura 3 consume mucho tiempo, y gran parte de la incertidumbre del proceso de *History Matching* es asociado a la asignación de estos coeficientes de distribución areal de la inyección, lo cual representa una limitación para el potencial del simulador.

Además, como este es un simulador analítico donde la respuesta en los pozos productores es inmediata, existen dos opciones que permiten simular la demora que ocurre en los proyectos reales: constante (número entero en meses luego del cual se alcanzará la meseta de producción) y ponderado por volumen poral, donde el valor ingresado se divide por el volumen poral de cada elemento resultando en un número de meses de retraso.

Es en este contexto donde los modelos capacitivos resistivos aparecen como una solución natural al problema de la asignación de los coeficientes de distribución de la inyección a lo largo del tiempo. Las conectividades de los CRMs pueden ser interpretadas como los coeficientes de distribución en el tiempo de nuestro simulador de mallas de inyección y solo se requieren los datos de inyección y producción como datos de entrada. Además, las constantes de tiempo de los CRMs simulan el retraso en la respuesta en el productor debido a la inyección. De esta manera, podemos obtener simultáneamente los coeficientes de distribución areal de la inyección y una estimación del tiempo de respuesta, basados en la historia de producción.

Metodología implementada

Una de las principales limitaciones de los CRMs es el proceso inverso no lineal que requiere la identificación

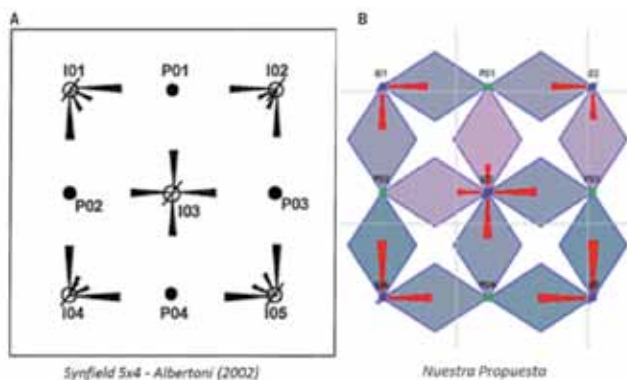


Figura 4. (A) Caso sintético 5x4 (Synfield 5x4) presentado por Albertoni (2002) que muestra los resultados obtenidos para los coeficientes de conectividad, en los que cada uno de los cinco inyectores está conectado a los cuatro productores. (B) Synfield 5x4 utilizando el modelo de conectividad por elementos de flujo propuesto en este trabajo.

de sus parámetros a partir de los datos de producción. En nuestro caso, nos encontramos en el desafío de tener que resolver problemas reales de gran cantidad de incógnitas, dado que en nuestro modelo cada capa de un inyector es interpretada como un pozo inyector capa con sus correspondientes parámetros por identificar, con lo cual la cantidad de conectividades puede ser grande para algunos proyectos. Partimos de las ecuaciones diferenciales presentadas por Sayarpour (2008) y desarrollamos nuestro propio método para inferir los parámetros del modelo (conectividades y constantes de tiempo). Comenzamos utilizando el área drenada alrededor de cada pozo productor como volumen de control (modelo CRMP). Adicionalmente, la suma de los coeficientes de distribución por capa debe ser menor o igual que uno, lo cual implica resolver el sistema con restricciones. Este trabajo fue realizado en colaboración con el CIMEC (Centro de Investigación de Métodos Computacionales, CONICET, UNL).

MARTELLI ABOGADOS

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

¿Necesita disminuir
los tiempos de rotación y pesca en
instalaciones no convencionales?

Packer
semipermanente

 **ANGLERFISH®**

la solución definitiva para
optimizar su completación



ANGLERFISH® - PATENTE PENDIENTE

Ventajas:

- Recuperable
- Pasaje super amplio
- Diseñado para 15,000 psi
- Fijación wireline

TACKER
solutions

www.tackertools.com

ventas@tackertools.com

OFICINA CENTRAL:

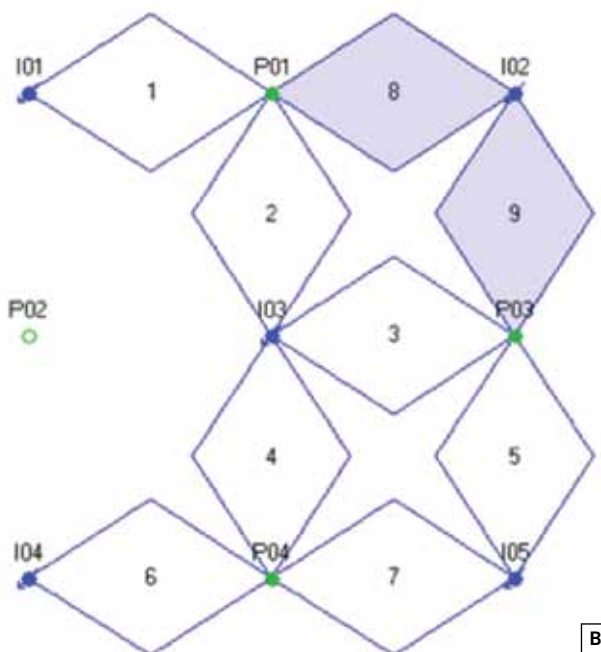
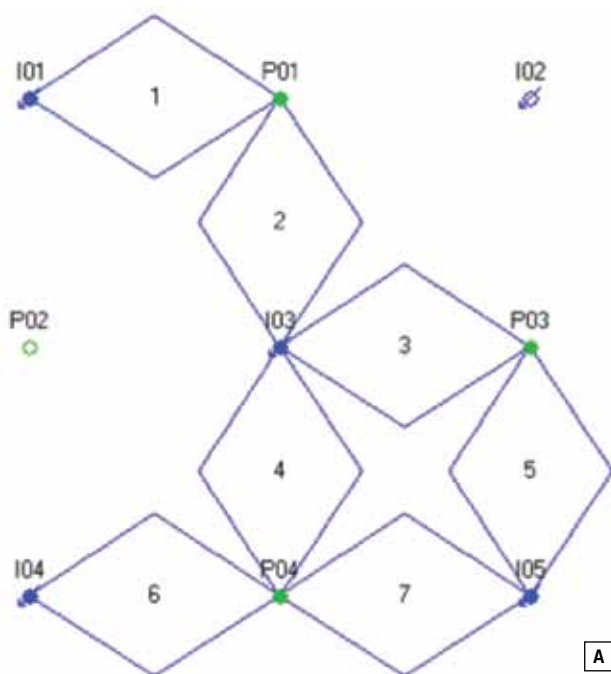
Av. JULIO SALTO, CHACRA N° 2
CIPOLLETTI - RIO NEGRO
ARGENTINA - TEL. +54 299 478 6310

BASES DE OPERACIONES EN:

RINCÓN DE LOS SAUCES
COMODORO RIVADAVIA
PICO TRUNCADO

VENEZUELA
MÉXICO
COLOMBIA

EEUU
GUATEMALA
BRASIL



La primera diferencia con una implementación tradicional de CRM es que en nuestro modelo, las conexiones son impuestas por los elementos de flujo previamente generados. De esta manera, el número de incógnitas se reduce considerablemente a la vez que respeta las barreras de flujo. La figura 4 muestra, a la izquierda, la típica interconexión de pozos de CRM en un campo sintético presentado por Albertoni (2002); a la derecha, la interconectividad planteada mediante elementos de flujo en este trabajo. La forma de los elementos de flujo es arbitraria y los mismos solo indican conectividad entre pozos.

Los coeficientes cambian en el tiempo cuando varían las mallas de inyección independientemente de la razón del cambio. Las figuras 5 A, B y C muestran una secuencia y explican gráficamente cómo quedan los pozos conectados en nuestro modelo de elementos de flujo según el estado de los pozos y cómo cambian en el tiempo los coeficientes de inyección.

La figura 5 (A) describe una condición inicial donde tres productores (P01, P03 y P04) y cuatro inyectores (I01, I03, I04 y I05) están abiertos en la única capa del proyecto. En esta situación, siete elementos de flujo son construidos y, por lo tanto, se definen siete coeficientes iniciales. En un segundo paso, se abre otro inyector en la misma capa (I02). Se construyen dos nuevos elementos y, como consecuencia, dos nuevos coeficientes. Los siete coeficientes iniciales no se ven alterados por la generación de los nuevos elementos. Si luego P02 es abierto en la capa, el cambio en las mallas de inyección se muestra en la figura 5 (C). Aparecen tres nuevos elementos y sus coeficientes asociados, pero los coeficientes correspondientes a los inyectores vecinos a los productores que cambian de estatus también son afectados, debido a que el agua debe ser redistribuida en esas mallas. Resumiendo, en este ejemplo, los coeficientes 1 a 6 viven durante los pasos uno y dos, los coeficientes 8 y 9 viven en los pasos dos y tres, los

coeficientes 10 a 17 viven en el paso 3 y los coeficientes 5 y 7 viven durante toda la historia de este ejemplo. En este ejemplo se pone de manifiesto la complejidad de la asignación de coeficientes de distribución en un escenario de muchos pozos y capas que cambian de estado a lo largo de la vida del proyecto y las causas por las cuales este proceso requiere gran parte del esfuerzo durante el proceso de ajuste de una simulación.

Con el objetivo de validar el algoritmo de identificación desarrollado se generaron diferentes casos de estudio de distinta complejidad que sirvieron para validar el pro-

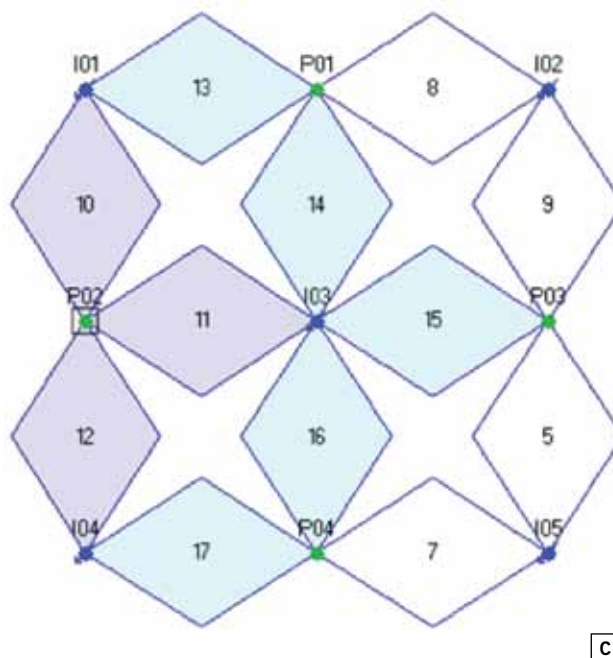


Figura 5. Período de vida de coeficientes en una capa a medida que se abren pozos productores e inyectores en tres etapas.

Proteger tu salud es el combustible que nos mueve



Estamos orgullosos de ser elegidos por las principales empresas de petróleo, gas y minería del país y por más de 870.000 personas que, día a día, nos confían el cuidado de su salud. Hace años que nos conocen, y saben que estén donde estén cuentan con la tranquilidad de sentirse protegidos.



www.swissmedical.com.ar
0810.333.2244



UN SERVICIO DE EMERGENCIA Y PREVENCIÓN INTEGRAL PARA LAS EMPRESAS.

- Cobertura en locaciones, plantas, obras, pozos, minas, exploraciones y explotaciones.
- Unidades de Terapia Intensiva móviles: ambulancias y vehículos 4x4.
- Unidades de rescate vehicular.
- Trailers sanitarios y de alojamiento.
- Médicos y/o enfermeros in company.
- Avión sanitario.

con el respaldo de
SWISS MEDICAL
G A S E



Contáctenos: Buenos Aires: (011) 5272-8256 - Herrera 541, 2° Piso | Salta: (0387) 422-3778 - España 943 4° piso
Mendoza: (0261) 445-2333 - Av. Colón 653 4° Piso | Neuquén: (0299) 443-8011 - Gobernador Denis 455
0800-444-3226 | www.ecco.com.ar

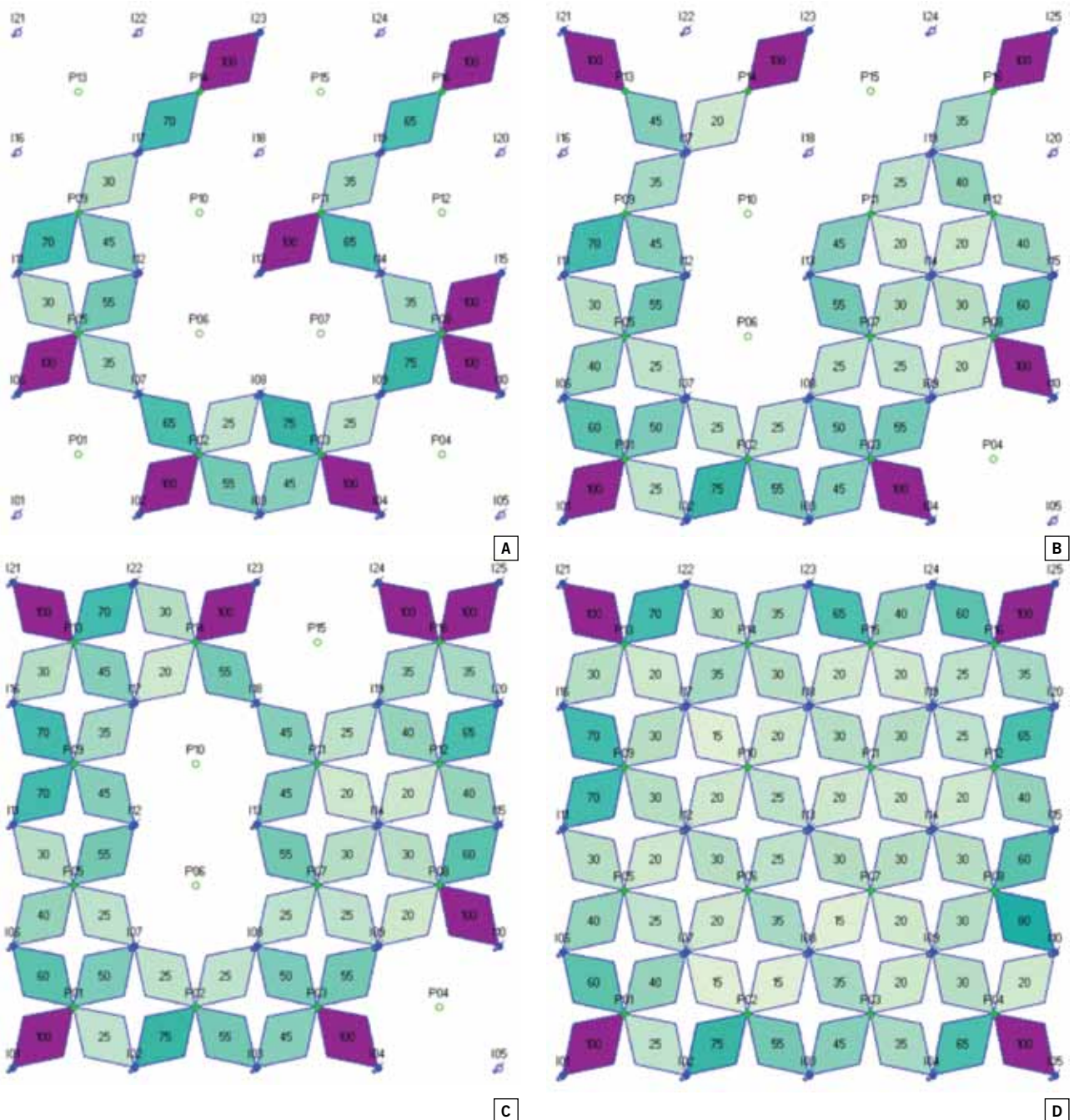


Figura 6. Pozos productores e inyectores en cuatro etapas de apertura para la capa 1. El valor de los coeficientes es representado en escala de verdes. Valores extremos (100% de la inyección) representados en violeta. Fecha inicial para cada etapa: (A) 1/1960, (B) 1/1970, (C) 1/1980, (D) 10/1993. Fin de la inyección/historia de producción 11/1994.

ceso de identificación de parámetros y generar casos de testeo basados en el modelo CRMP. La figura 6 muestra un caso de 25 inyectores y 16 productores (basado en el ejemplo *Synfield 25x16* de Albertoni, 2002) en versión dos capas y cuatro etapas de apertura de pozos. Basado en este esquema, se generaron caudales sintéticos. Los caudales de inyección fueron generados aleatoriamente en rangos típicos de inyección. En nuestro modelo, la inyección en cada capa es considerada como un pozo individual denominado inyector capa, por lo tanto, nuestro modelo estaría compuesto por 16 productores y 50 inyectores. Las

constantes de tiempo fueron impuestas para cada pozo productor y los coeficientes de inyección para cada par productor-inyector capa. El estado de capa es el mismo en ambas capas, pero los coeficientes impuestos difieren.

La figura 7 muestra las producciones generadas en forma sintética utilizando el modelo y las reconstruidas a partir de los parámetros identificados utilizando el algoritmo desarrollado y los caudales de inyección. Se observa que las dos curvas coinciden perfectamente tanto para la sumatoria de los caudales de todos los pozos como para los pozos individuales mostrando que el algoritmo de identificación

Materiales Cerámicos de tecnología avanzada para la Industria del Petróleo

Morgan Technical Ceramics (MTC) provee materiales cerámicos, materiales compuestos y aleaciones utilizados en aplicaciones críticas tanto en el upstream como en el downstream.

Nuestro excepcional amplio rango de materiales cerámicos de tecnología avanzada brinda mayores propiedades aislantes, estabilidad dimensional, resistencia mecánica y rigidez. La resistencia de nuestros materiales al desgaste químico y físico, a la corrosión y a temperaturas extremas se adecuan para el uso en ambientes críticos de uso petrolero.



Válvulas de servicio severo
(Nilcra™ Zirconia)

Productos típicos incluyen

- Piezas resistentes al desgaste para bombas de producción de petróleo
- Válvulas, boquillas, obturadores, rodamientos y bolas de Zirconia Nilcra™
- Tubos Alsint 99.7 resistentes a la alta temperatura y al ataque químico
- Productos de Nitruro de Silicio resistentes al desgaste para válvulas de cierre y piezas de sellado
- Rodamientos y sellos de carbono, grafito y carburo de silicio
- Soluciones de unión metal-ceramica
- Sensores y transductores (piezoeléctricos)
- Conectores eléctricos



Revestimiento interno de bombas de barro (Nilcra™ Magnesia Zirconia)



Hidrociclones (Alúmina Deranox® 975)

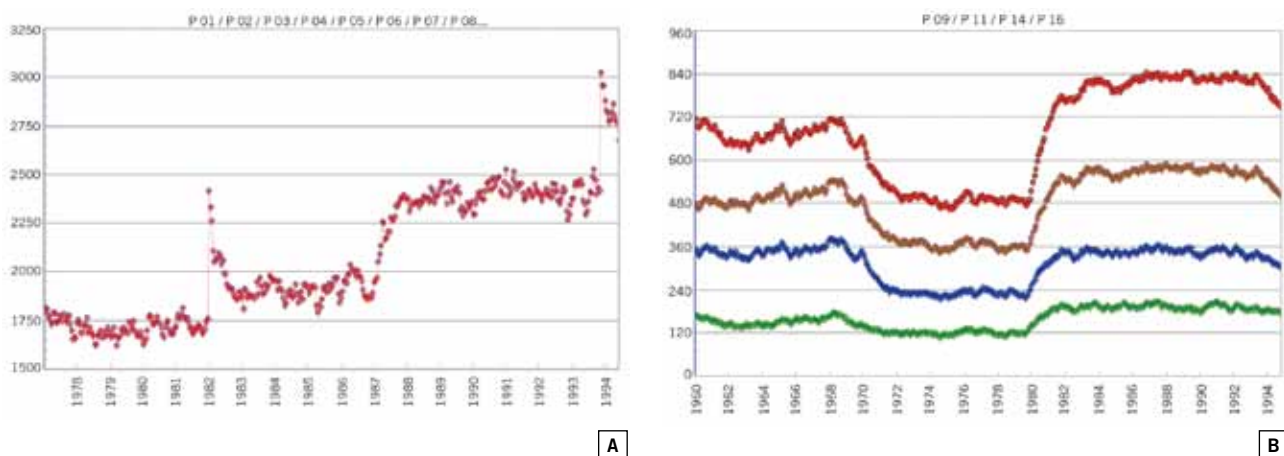


Figura 7. Caudales de producción reconstruidos en base al modelo CRMP para el caso de testeo de dos capas y cuatro etapas. (A) Suma de la producción de 16 pozos. (B) Algunos productores individuales abiertos en la primera etapa.

desarrollado resuelve el problema con conectividades dinámicas para casos multicapa.

En el ejemplo anterior, los caudales de inyección fueron generados independientemente de forma aleatoria. En problemas reales de ingeniería de reservorios, muchas veces los caudales de inyección por capa no están disponibles a partir de mediciones independientes y deben ser inferidos a partir del caudal en boca de pozo, distribuyendo este caudal en las distintas capas en porcentajes con algún criterio. Estos casos, en los que se distribuye la inyección por capas y los caudales son proporcionales entre sí para las capas de un mismo pozo inyector, se pierde información, las ecuaciones se vuelven linealmente dependientes y el sistema no se puede resolver. Otra situación que genera matrices mal condicionadas que impiden resolver el sistema de ecuaciones ocurre cuando no hay datos suficientes para identificar los coeficientes en alguna etapa. Esto es así cuando los elementos de flujo duran poco tiempo (un mes) o cuando los datos son insuficientes. Para resolver estos casos se adicionaron dos parámetros al algoritmo que permiten corregir malos condicionamientos de la matriz resultante durante la minimización de la función objetivo. Se obtiene así una de las soluciones posibles para los coeficientes respetando el ajuste de los caudales de líquido a nivel de pozo productor. Actualmente se estudia la automatización e incidencia de los mismos sobre los resultados.

Resumen y trabajo futuro

Los modelos capacitivos resistivos aparecen como una solución natural al problema de la asignación de los coeficientes de distribución de la inyección a lo largo del tiempo en el simulador de mallas de inyección de Sahara. Las conectividades de los CRMs pueden ser interpretadas como los coeficientes de distribución en el tiempo de nuestro simulador y solo se requieren los datos de inyección y producción como datos de entrada. Además, las constantes de tiempo de los CRMs simulan el retraso en la respuesta en el

productor debida a la inyección. De esta manera, podemos obtener simultáneamente los coeficientes de distribución areal de la inyección y una estimación del tiempo de respuesta, basados en la historia de producción.

La implementación del desarrollo presentado actualmente es evaluada en casos sintéticos y distintos proyectos reales de recuperación secundaria con la utilización de producciones mensuales y diarias. ■

Referencias

- Albertoni, A. (2002), *Inferring Interwell Connectivity Only From Well-Rate Fluctuations in Waterfloods*. M. S. Thesis, The University of Texas at Austin, Austin, Texas.
- Albertoni, A. and L. W. Lake (2003), "Inferring Connectivity Only From Well-Rate Fluctuations in Waterfloods", *SPE Reservoir Evaluation and Engineering Journal*, 6 (1): 6-16.
- Moreno A. G. (2013), "Multilayer capacitance resistance model with dynamic connectivities", *Journal of Petroleum Science and Engineering* 109, 298-307.
- Nguyen, A. P.; Lasdon, L. S.; Lake, L. W. and T. F. Edgar (2011), *Capacitance Resistive Model Application to Optimize Waterflood in a West Texas Field*. SPE-146984-MS.
- Sayarpour, M. (2008), *Development and Application of Capacitance-Resistive Models in Water/CO₂ Floods*, Ph. D. Dissertation. The University of Texas at Austin, Austin, Texas.
- Weber, D. B. (2009), *The Use of Capacitance-Resistance Models to Optimize Injection Allocation and Well Location in Water Floods*, Ph. D. Dissertation. University of Texas at Austin, Austin, Texas.
- Yousef, A. A.; Gentil, P. H.; Jensen, J. L. and L. W. Lake (2005), *A Capacitance Model to Infer Interwell Connectivity from Production and Injection Rate Fluctuations*. Paper SPE 95322 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, 9-12 October.

Nueva línea de Colgadores de coiled tubing

Colgador Recuperable de coiled tubing para operaciones de

velocity string

la solución definitiva para incrementar su producción

PATENTE PENDIENTE

Ventajas:

- ✓ Recuperable
- ✓ Reposicionable
- ✓ Diseñado para aplicaciones de Velocity String
- ✓ Se puede utilizar en pozos rigless
- ✓ Fijación mecánica
- ✓ Disminuye la producción de agua

TACKER
solutions

www.tackertools.com

ventas@tackertools.com

OFICINA CENTRAL:

Av. JULIO SALTO, CHACRA N° 2
CIPOLLETTI - RIO NEGRO
ARGENTINA - TEL. +54 299 478 6310

BASES DE OPERACIONES EN:

RINCÓN DE LOS SAUCES
COMODORO RIVADAVIA
PICO TRUNCADO

VENEZUELA
MÉXICO
COLOMBIA

EEUU
GUATEMALA
BRASIL



El exitoso simulador hecho en el país

Por **Guisela Masarik**

Entrevista al ingeniero Jorge Valle, presidente de la empresa Interfaces S.A., creadora del sistema de visualización, análisis y seguimiento de reservorios Sahara, usado por las empresas de hidrocarburos dentro y fuera de la Argentina.

Entre las numerosas herramientas de simulación que utilizan los *decision makers* de la industria, ya sean numéricas o no numéricas, incluidas o no en plataformas más generales, el caso de Sahara, sin duda, se inscribe como uno de los grandes éxitos argentinos.

Pese a su bajo perfil, es conocida y utilizada por una gran parte de las empresas que trabajan en el país, pero también es utilizada en el exterior, donde la competencia es mucho mayor.

Según el ingeniero Jorge Valle, a la cabeza de Interfaces S.A., se trata de “un sistema concebido para el manejo en forma integrada del gran volumen de información necesario para lograr la comprensión de los mecanismos físicos que



gobiernan el comportamiento del reservorio”, y agregó: “mediante las herramientas de cálculo el usuario puede obtener rápidamente resultados útiles para el análisis y seguimiento del reservorio, con varias opciones de visualización y ventanas que favorecen el trabajo interactivo que brinda un acceso integrado a la información”.

La historia de este caso exitoso se resume en que el sistema surgió en un momento en que respondió a una necesidad, y luego fue creciendo porque atendía el *feedback* de los usuarios.

“El origen real del simulador se creó hacia 1977, cuando la empresa Bidas necesitaba trabajar en un yacimiento en la Cuenca del Golfo San Jorge que tenía una geología

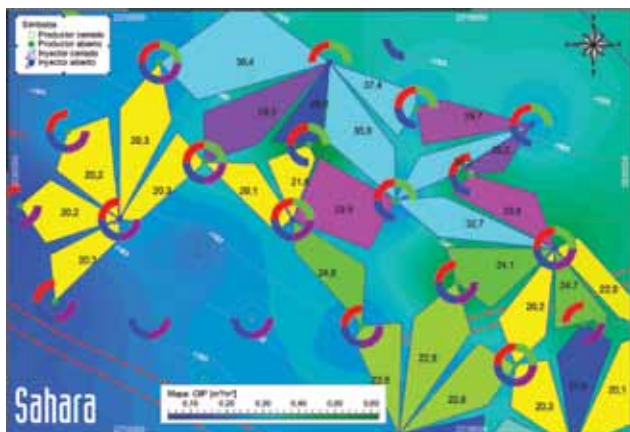
muy compleja, y las simulaciones convencionales no daban resultado o demandaban mucho tiempo”, explica Valle, que venía incursionando en temas de *software*, computación y gráficos desde que era estudiante. Profesionales como el ingeniero Antonio Paradiso, el ingeniero Alberto Gil y el ingeniero Rubén Donosevich ya habían armado el motor de cálculo; y convocaron a Valle para el armado de la interfaz gráfica de ese simulador.

Con el tiempo, y sobre la base de aquella, varios de los profesionales mencionados armaron una herramienta nueva, migrada a una tecnología más moderna, y ofrecieron servicios de consultoría de ingeniería, además del *software*. Unos años después, junto con el arquitecto Alejandro Lacivita, Valle creó una empresa solo con la herramienta, que también creció y agregó funciones. La llamó Sahara, un nombre elegido por su carácter internacional, que no requiere traducción.

La clave es escuchar

“Si bien el simulador era atractivo porque daba resultados razonables y demandaba poco tiempo y recursos, hacía falta más información para ayudar a tomar decisiones, no solo la del simulador –recuerda Valle–. Entonces, le fuimos agregando más prestaciones de visualización y empezó a crecer tanto la herramienta que ahora el simulador en realidad es un porcentaje pequeño del *software*”.

En función del *feedback* de las necesidades de los usuarios, los especialistas pudieron enriquecer la información. “Una de las claves fue escuchar lo que los usuarios necesitaban”, explica Valle. Y agrega: “hoy Sahara ya no es solo un simulador; tiene un simulador como una de sus tantas



herramientas, pero es una herramienta en sí, que permite utilizar mucha información –porque este negocio maneja un volumen gigante de información–, en los reservorios se mide muchísimo, por lo cual visualizar todo eso es muy difícil”, explica.

“La prioridad fue dar al usuario una interface lo más amigable posible y con una potencia gráfica importante: mostrar la información recabada en los reservorios, con esta facilidad y con muchas opciones que el usuario pudiera configurar. El resultado es una herramienta poderosa, pero muy sencilla de usar”, detalla Valle.

La popularidad de Sahara creció pese a que no ofrece soluciones *ad-hoc* ni módulos, sino que ofrece toda la herramienta “entera, con todas las utilidades disponibles: el usuario puede usar menos, pero nuestra experiencia demuestra que aunque lo compren para algo específico, luego prueban las utilidades que vienen adjuntas y las terminan usando a pleno”.

Valle reconoce que en el mundo existen empresas grandes que invierten mucho en desarrollar este tipo de herra-

mientas. “Pero en general se trata de empresas que ofrecen una enorme cantidad de productos, pocos de los cuales compiten con el nuestro, o a veces ofrecen utilidades dispersas en más de un producto, mientras que la virtud de Sahara es reunir todas las utilidades en uno”, señala.

Esta ventaja, más el hecho de ser una empresa pequeña y flexible (tienen 17 empleados, entre ingenieros, geólogos y especialistas en sistemas), y la posibilidad de escuchar y responder a las demandas del usuario son la clave del éxito. “Todo Sahara se ha basado esencialmente –mas allá de la semilla inicial– en las necesidades que nos han ido comunicando ellos”.

Los aportes que surgen como respuesta a las inquietudes de los usuarios simplemente se agregan a la herramienta, y la actualización enriquecida es distribuida a los clientes.

Una herramienta internacional

Como no se ciñe estrictamente a una geología en particular, Sahara puede aplicarse a reservorios de todo el planeta. De hecho, se utiliza en varios países. La difusión se debe tanto a la sucursal que tiene la empresa en Houston (Texas, Estados Unidos), ITF Software, como a su estrategia de difundirla en foros y conferencias internacionales, pero principalmente, se debe al buen resultado que les brindó a los profesionales.

Los usuarios satisfechos por la ecuación (manejo simplificado de muchísima información, más resultados satisfactorios) han hecho que profesionales que aprendieron a usarla aquí luego se la “lleven” cuando son trasladados a otros destinos del mundo, y así se ha ido extendiendo. Hoy no es difícil encontrar la herramienta en los Estados Unidos o en Tailandia. ■



Villa La Angostura - Parque Nacional Nahuel Huapi

ESTE VERANO ATREVETE A CORRENTOSO




una EXPERIENCIA ÚNICA

BENEFICIOS EXCLUSIVOS PARA LOS SOCIOS IAPG: 25% OFF*

Desde el 01/11/2015 al 20/12/2015 y 02/01/2016 al 31/03/2016. *Sobre tarifa mostrador. No acumulable ni combinable con otras promociones.

Info & reservas: (+5411) 4803 0030 | info@correntoso.com | www.correntoso.com

Río Correntoso S.A. - Av. Figueroa Alcorta 3351 LOFT C011 C1425CKM - CABA - Argentina



NOS GUSTA HACER
NUESTRO TRABAJO.
SABEMOS CÓMO
HACERLO.



INGENIERÍA | FABRICACIÓN | CONSTRUCCIÓN Y MONTAJE | SERVICIOS INDUSTRIALES | EPC, EPCM Y CM



En Infa trabajamos cada día en ser la compañía elegida por su capacidad de dar soluciones integrales e innovadoras para el desarrollo de proyectos y servicios industriales, basados en la profesionalidad y calidad humana de sus integrantes.



infa

Ruta Nacional A010 s/n - Parque Industrial Pesado - CC 175 - (9120) Puerto Madryn
Chubut - Argentina - Tel.: (0280) 4459500 / Fax: 4456141 - www.infa.com.ar



Ahorro de 1,5 GW en los picos de consumo eléctrico: iluminación LED

Por **Rodrigo Gil**, **Leila Iannelli** y **Salvador Gil**

“La eficiencia energética es una fuente de energía de bajo costo que no contamina”. En este trabajo se propone un programa de ahorro de energía de simple implementación y rápidos resultados por medio del canje de lámparas incandescentes tradicionales por lámparas LED, que permitiría recuperar la inversión y ahorrar 1200 millones de dólares en cuatro años.

La iluminación representa casi el 20% del consumo eléctrico mundial¹ y genera cerca del 6% de los Gases de Efecto Invernadero (GEI) en todo el mundo². En la Argentina representa aproximadamente el 35% del consumo eléctrico residencial³ y el 25% de consumo eléctrico total (Figura 1). El consumo eléctrico es el de mayor crecimiento tanto en el país como en el mundo. En el nivel nacional, se espera que se duplique en los próximos 15 a 20 años. Dada las dificultades que existen para satisfacer la demanda, el alto costo de las importaciones de gas y electricidad, resulta crucial buscar mecanismos que

puedan reducir el impacto de estas erogaciones tanto en las cuentas nacionales, como en la balanza comercial del país. La alternativa que analizamos en este trabajo busca dar una respuesta a los desafíos enunciados y al mismo tiempo disminuir las emisiones de GEI.

Las lámparas LED (*Light-Emitting Diode*) son componentes electrónicos de estado sólido de gran eficiencia. Consumen un 90% menos energía que las lámparas incandescentes tradicionales para producir la misma cantidad de luz, además poseen una mayor vida útil, del orden de unas 50.000 horas. Las principales características de los artefactos más comunes de iluminación se resumen en la tabla 1.

Existen, sin embargo, muchas otras ventajas de las lámparas LED respecto de las incandescentes halógenas o las *Lámparas Fluorescentes Compactas* (LFC) conocidas como lámparas de bajo consumo. Además de consumir menos energía, duran más, se encienden y se apagan instantáneamente y pueden ser utilizadas con reguladores de intensidad y de movimiento, con los cuales se puede lograr más ahorro de energía.

La *eficacia luminosa* es la eficiencia con la que se convierte la energía eléctrica en luz. Dicha eficacia se expresa en lúmenes (potencia luminosa emitida por la fuente) por Watt (potencia eléctrica). Cuanto mayor sea la eficacia luminosa de una lámpara, menor será la cantidad de energía requerida para producir una determinada cantidad de luz.

Las lámparas LED son fuentes de luz que no irradian calor, por eso la carcasa no necesita ser de vidrio y, generalmente, son muy robustas. Pueden resistir caídas de varios metros sin problemas. Su larga vida útil reduce la necesidad de reemplazar lámparas fallidas, esto puede llevar a un ahorro importante de mano de obra en su

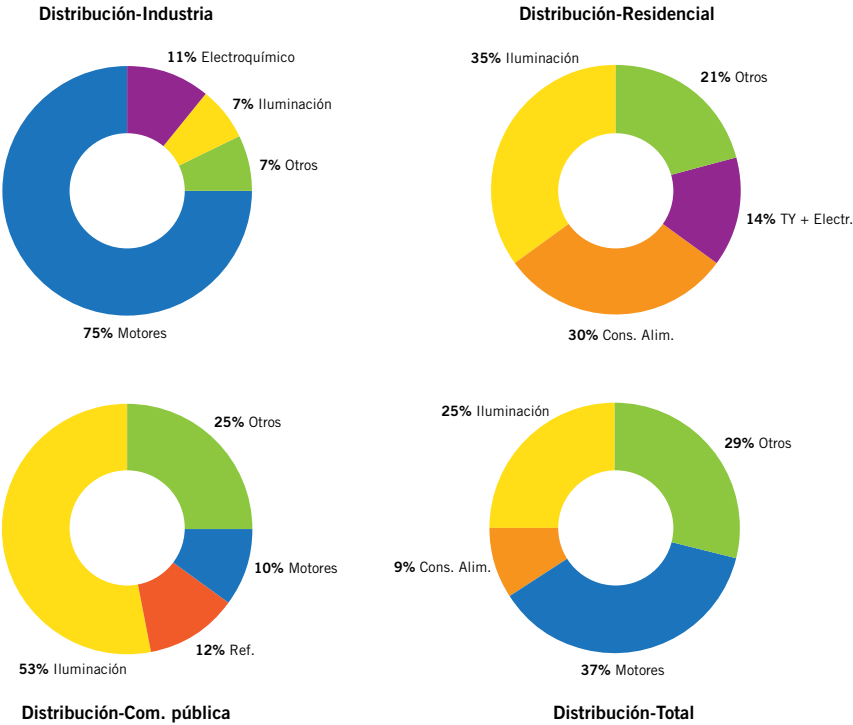


Figura 1. Consumo final de energía eléctrica en la Argentina (año 2005) por sector y uso final. Fuente: "Eficiencia Energética: situación actual y potencialidades para la Argentina" de C. G. Tanides.

reemplazo. En el alumbrado público la reposición de lámparas tiene un costo importante.

La naturaleza direccional de la luz producida por LED permite el diseño de luminarias con mayor eficiencia global, ya que en la mayoría de las lámparas comunes, una importante fracción de la luz no va a los lugares de mayor interés o utilidad.

Las lámparas LED no tienen problemas de utilizarse en lugares que requieren frecuentes encendidos y apagados, a diferencia de las lámparas fluorescentes que se queman más rápido en esas situaciones. Además, funcionan bien en ambientes fríos y pueden ser usadas en aplicaciones, como refrigeradores y frigoríficos.

Las lámparas LED tienen la característica de producir distintos colores. Esto las convierte en la iluminación

más adecuada para los semáforos y las luces de señalización.

Desde el aspecto ambiental, las lámparas LED no contienen mercurio y la cantidad de plomo en las soldaduras se puede reducir ampliamente, satisfaciendo las directivas europeas en este rubro. No ocurre lo mismo con las LFC que tienen una pequeña cantidad de mercurio. Si se descartan en lugares especiales, como lo recomienda la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos (EPA)⁶, esta situación no representaría un grave problema; pero, si se lo hace sin las medidas precautorias correspondientes, como ocurre generalmente en la Argentina, el impacto medioambiental es un riesgo cuyas consecuencias no han sido ponderadas adecuadamente (Figura 2).

La luz de las lámparas LED puede ser fácilmente atenuada. El uso de controles de intensidad, además de eliminar el exceso de iluminación, ayuda a que se disminuya el consumo de energía y a que aumente aún más su eficiencia.

Por último, las lámparas LED pueden operar a baja tensión y en corriente continua (DC). Casi todos los sistemas electrónicos operan en DC; por ejemplo, computadoras o teléfonos, por lo tanto, las lámparas LED se

Tipo de lámpara	Eficacia luminosa	Vida útil
Lámpara incandescente	14 Lm/W	1.000 h (*)
Lámpara halógena (dicroica)	18 Lm/W	2.000 h
Tubos fluorescentes	90 Lm/W	8.000-10.000 h
Lámpara LFC	55 Lm/W	6.000 h
LED	90-100 Lm/W	50.000 h

Tabla 1. Eficacia luminosa y vida útil de los distintos tipos de lámparas. Fuentes de los datos: U.S. Department of Energy; International Energy Agency; Secretaría de Energía de la Nación Argentina⁴ y Cámara Argentina de Industrias Electrónicas, Electromecánicas y Luminotécnicas (CADIEEL)⁵. (*) Según la Ley 26.473 de 2009, se prohíbe la importación y comercialización de lámparas incandescentes de uso residencial en el país a partir de 2011. No así las lámparas halógenas.

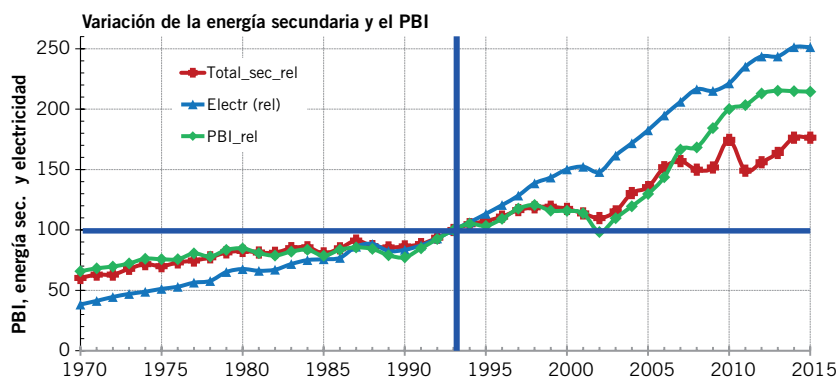


Figura 2. Consumo de energía secundaria, electricidad y variación del PBI en la Argentina, en unidades relativas, tomando como referencia 1993. Como se observa, el consumo eléctrico crece más rápido que el promedio de los otros insumos energéticos. Fuente: Secretaría de Energía de la Nación Argentina⁷.

acoplan muy bien con ese tipo de artefactos. Además los generadores fotovoltaicos generan electricidad en DC haciendo que su acople a las LED sea muy sencillo. Esta característica de las lámparas LED las convierte en artefactos particularmente adecuados para llevar iluminación a lugares remotos y aislados de las redes eléctricas. Con un panel fotovoltaico con la capacidad de cargar pequeñas baterías se podría brindar iluminación a muchas personas que actualmente no tienen acceso a la luz artificial.

Se estima que el consumo total de energía en la Argentina se duplicará en los próximos 20 años y el eléctrico en unos 15 años. Actualmente, la producción nacional de energía es insuficiente para abastecer la demanda local. El abastecimiento de fuentes externas además de ser altamente costoso es imprevisible. De hecho, la importación de energía de los últimos años ha tenido un significativo impacto en las cuentas nacionales y en la balanza comercial.

Cabe destacar que la iluminación se caracteriza por tener un alto grado de simultaneidad, durante la noche transcurren las horas de mayor consumo eléctrico. Esta característica de la iluminación genera un gran impacto en el sistema de abastecimiento eléctrico⁸. Una mejora en este uso final de la

energía, podría desempeñar un papel importante para equilibrar la demanda de electricidad a lo largo del día y mejorar el suministro en los momentos de consumo pico, que en general corresponden a la noche, en el horario de 19 a 24. En la figura 3 se muestra la variación horaria del consumo eléctrico o potencia eléctrica en dos días típicos de invierno y verano, cuya temperatura no requiere el uso de calefacción o refrigeración ($18 \pm 1^\circ\text{C}$).

Otro problema que viene aparejado con el aumento del consumo de energía eléctrica, son las emisiones de GEI, que contribuyen al cambio climático global. El 77% de las emisiones mundiales de GEI provienen del uso de la energía. La producción de energía eléctrica aporta el 24,6% de las emisiones en el nivel mundial, luego le siguen el cambio en el uso de la tierra, el transporte, la agricultura, la industria y otros⁹. Posibles muestras del cambio climático ya se evidencian en la Argentina y en el mundo, con

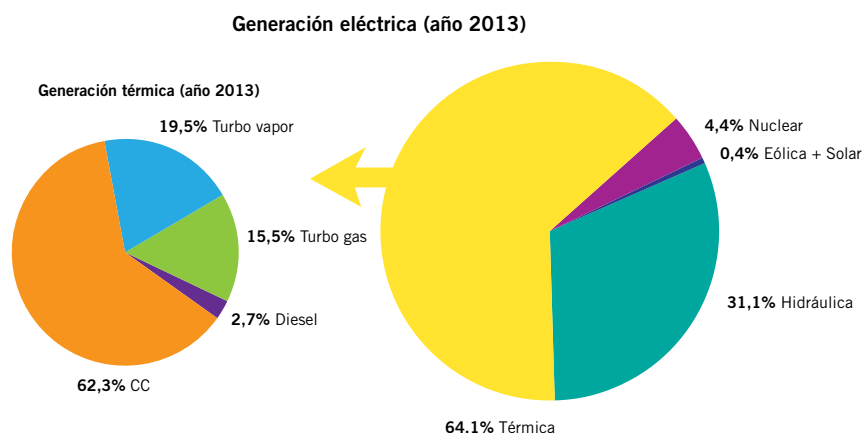


Figura 4. Producción de electricidad en la Argentina para 2013. A la izquierda se indica cómo se distribuye la generación térmica. CC= Ciclo Combinado. Fuente: CAMMESA, 2013⁹.

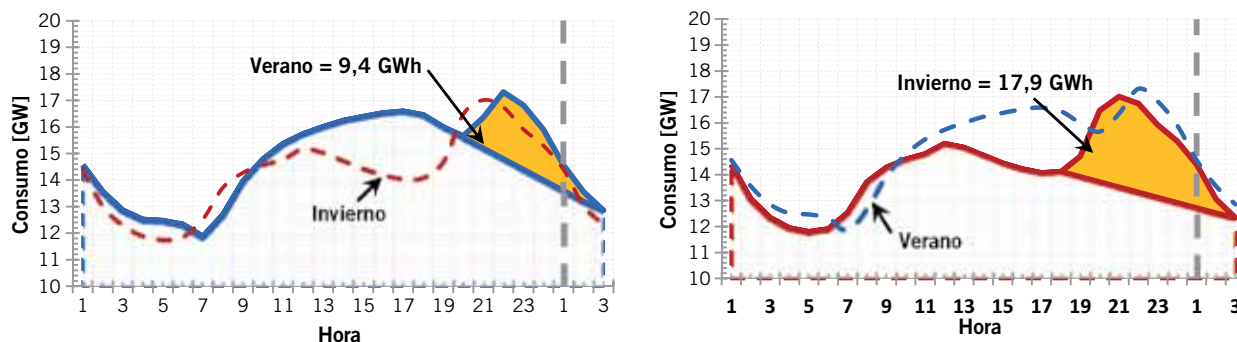
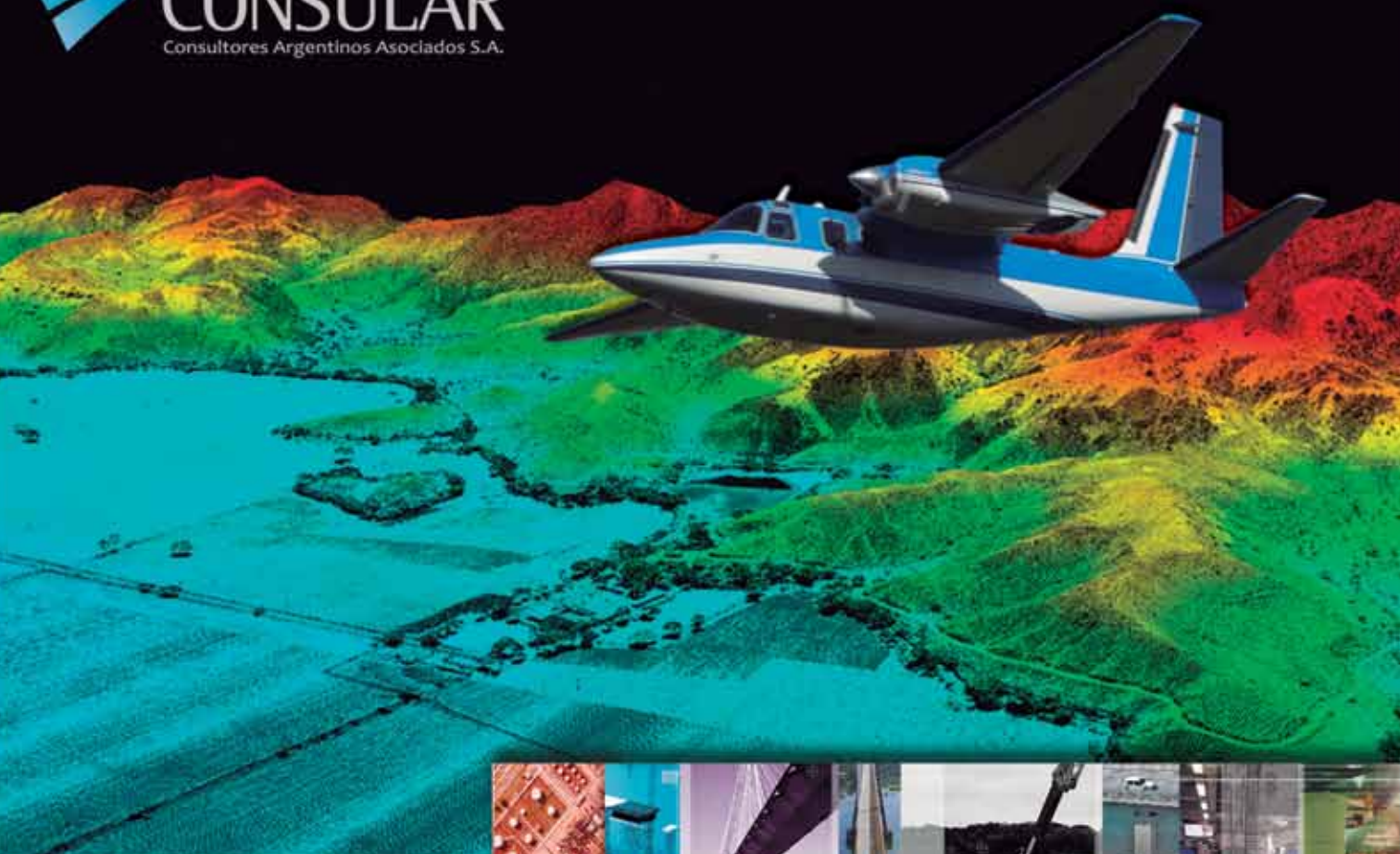


Figura 3. Curvas de potencia eléctrica en un día de invierno típico (izquierda) y en días de temperaturas similares ($18 \pm 1^\circ\text{C}$) de verano e invierno, que no requieren el uso de calefacción o aire acondicionado. La línea vertical de trazo es el fin del día, la curva roja punteada indica el consumo de invierno y la azul punteada el consumo de verano. El área sombreada puede asociarse principalmente al consumo de iluminación, ya que coincide con las horas de oscuridad. La mayor área de invierno debe en parte a la menor luz prevalente en invierno. Fuentes de los datos: CAMMESA, 2013 y 2014⁸.



ACTIVIDADES Y SERVICIOS

La experiencia adquirida nos permite encarar con probada solvencia, trabajos de gran exigencia y alta complejidad:

- Relevamientos Topográficos de Alta Precisión y de Detalle
 - Relevamientos LIDAR (terrestre móvil y aéreo)
 - Fotografías aéreas
 - Relevamientos de Yacimientos
 - Relevamientos de líneas de alta tensión
- Estudios y Proyectos de Ingeniería y Arquitectura
- Supervisión y Administración de Ejecución de Obras
 - Estudios de Transporte
 - Estudios Ambientales
 - Estudios Hidrológicos e Hidráulicos
- Control de Gestión de Obras Viales y Civiles
 - Auditoría de Obras

fenómenos como el aumento de los niveles del mar, el incremento en la intensidad de las precipitaciones en algunas regiones, el retroceso de los glaciares y el incremento de las temperaturas medias, entre otros¹⁰.

Las principales fuentes de energía primaria para la producción de energía eléctrica en 2013 se ilustran en la figura 4. Se puede apreciar que en 2013, un 64,1% de la electricidad en el país se obtuvo de los combustibles fósiles (gas natural, fueloil y gasoil). Estos combustibles son utilizados en las centrales térmicas que emiten dióxido de carbono, el principal GEI. Más aún, debido a la escasez de gas y a la priorización que se hace del mismo para el uso residencial y comercial, resulta evidente que las centrales eléctricas e industriales deben recurrir a combustibles más caros y más “sucios”, como el fueloil, lo cual generará mayores emisiones de GEI y otros contaminantes, como NO_x. Según la Secretaría de Energía de la Nación, en Argentina se emite 0,53 kg (CO₂)/kWh⁷.

Finalmente debido al importante retraso tarifario¹¹, tanto la producción de energía eléctrica como su transporte y su distribución están en un estado altamente frágil y precario. Esta situación se manifiesta en cortes frecuentes cuando la demanda aumenta (días de mucho calor o frío intenso) y cuando hay baja disponibilidad de energía hidroeléctrica (cuya variabilidad depende del caudal de los ríos).

Por las causas indicadas, resulta pertinente analizar el impacto que puede generar el uso de lámparas más eficientes en la Argentina, con el objeto de reducir la demanda de energía eléctrica, proveer servicios energéticos a menor costo para todos los sectores,

mitigar la emisión de GEI y preservar los recursos no renovables.

Eficiencia energética y el ahorro potencial de energía en iluminación

La eficiencia energética consiste en usar la menor cantidad de energía para obtener el mismo nivel de servicio energético, sin reducir la calidad del bienestar buscado^{12,13}. El ahorro potencial es la cantidad de energía que se podría dejar de usar por medio de la implementación de políticas y programas de eficiencia energética¹⁴.

Los valores de la tabla 1 representan el estado de la tecnología a fines de 2014. En la figura 5 se observa la variación de la eficacia luminosa de las distintas lámparas y la evolución de los precios minoristas. La figura, realizada por el Departamento de Energía de los Estados Unidos¹⁵, muestra la dinámica y la tendencia en la tecnología de iluminación.

La eficacia luminosa es la variable clave para diferenciar las tecnologías existentes en lo que respecta a su eficiencia. En la figura 5 también se puede observar que la tecnología LED es la más dinámica y con tendencia más favorable a futuro.

Composición del stock total de lámparas

En los últimos tiempos se han implementado una serie de políticas de eficiencia energética que han afectado de manera significativa la estructura de participación de los distintos tipos

de lámparas en el sector residencial de la Argentina. Los más relevantes son los siguientes:

a) Plan canje de lámparas

Desde 2008 hasta fines de 2010 el Gobierno Nacional llevó a cabo un programa de recambio de lámparas incandescentes por lámparas fluorescentes compactas (LFC) en todas las viviendas del territorio nacional. El programa consistió en la entrega de forma gratuita de un total de 25 millones de lámparas LFC para reemplazar un número equivalente de lámparas incandescentes de igual flujo luminoso.

El Plan canje de lámparas fue lanzado luego de la promulgación del Programa Nacional de Uso Racional y Eficiente de la Energía (PRONU-REE)¹⁶ –Decreto N° 140/2007– que declaraba “de interés y prioridad nacional el Uso Racional y Eficiente de la Energía”.

b) Programa de etiquetado de eficiencia energética

Desde 2008 hasta el presente se implementó el programa de etiquetado que consiste en desarrollar normas y especificaciones técnicas que permitan suministrar información comparable de eficiencia energética de los distintos equipos, de esta manera el consumidor puede orientar su elección a favor de los más eficientes.

c) Ley de prohibición de importación y comercialización de lámparas incandescentes

A partir del 31 de diciembre de 2010 entró en vigencia la Ley N° 26473 que prohíbe “la importación y comercialización de lámparas incandescentes

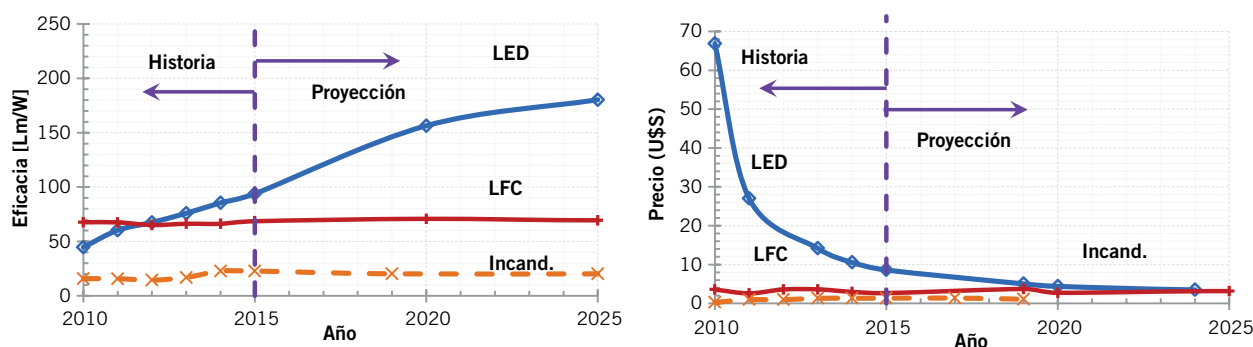


Figura 5. Evolución de la eficacia luminosa de distintas lámparas (izquierda) y de los precios minoristas en los Estados Unidos (derecha). En las figuras se ven los datos históricos y las proyecciones a futuro.



PECOM
SERVICIOS ENERGIA

www.pecomenergia.com.ar

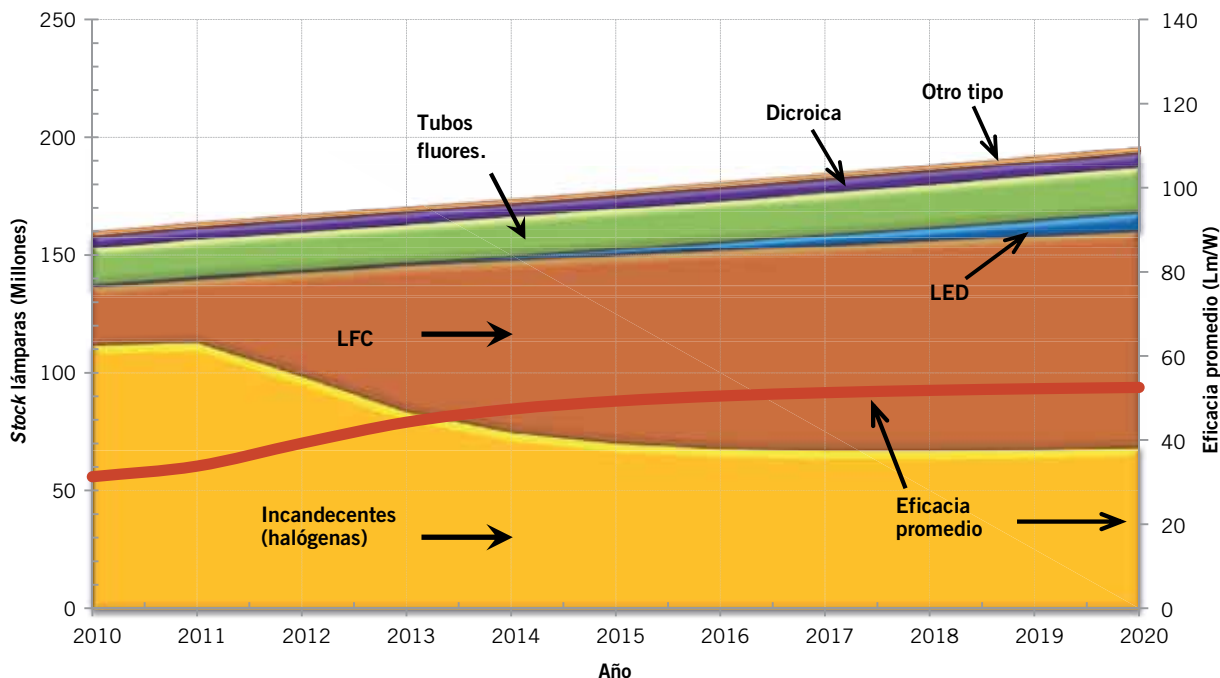


Figura 6. Evolución de las participaciones de los distintos tipos de lámparas del sector residencial en el Escenario BAU a través del tiempo.
Fuente: R. Gil¹⁸.

de uso residencial general en todo el territorio de la República Argentina¹⁷. No obstante, quedaron exceptuadas de la ley las lámparas incandescentes cuya potencia es igual o menor a 25 vatios (25 W) y aquellas cuya tensión nominal es igual o menor a 50 voltios (50 V). Esta exención de la veda se debe a que varios equipos, como heladeras, microondas y hornos utilizan este tipo de bombillas para su iluminación interior, en consecuencia prohibir su comercialización implicaba un grave trastorno.

Actualmente no hay datos precisos acerca de la distribución del stock total de lámparas en el sector residencial argentino. Sin embargo, existen varios estudios que permiten inferir

la distribución de lámparas. En particular, Rodrigo Gil¹⁸ discute en detalle estas estimaciones y llega a una distribución de lámparas que se muestra en la figura 6, bajo la suposición de que se sigue la tendencia histórica, sin medidas activas que modifiquen esta tendencia, es decir, en un escenario de *Business As Usual* o escenario BAU.

Escenario eficiente-ahorro potencial por cambio de lámparas

Según lo expuesto, al 2015 habría en el país 160 millones de lámparas

incandescentes (convencionales y halógenas) y LFC, dividiéndose ambos lotes en dos partes más o menos iguales.

Una estimación simple de los potenciales ahorros se puede lograr con el siguiente argumento: si se sustituyeran dos lámparas de unos 800 Lm por dos lámparas LED, es decir una lámpara de 60 W tradicional (incandescente o halógena) y una LFC (12 W) por dos lámparas LED equivalentes (8,4 W), podría lograrse un ahorro promedio de $(60+12-2 \times 8,4) / 2 \approx 27$ W por lámpara. Por lo tanto, en un reemplazo de unas 80 millones de lámparas, mitad incandescente o halógena y mitad LFC

LA CALIDAD ES NUESTRO RECURSO INAGOTABLE

Cables de acero a la medida de la Industria Petrolera.

www.iphglobal.com

**“INDURA, POR CALIDAD
POR SERVICIO, POR TODO”**

67 años entregando Soluciones integrales con gases, equipos y servicios para el mercado Industrial, trabajando en conjunto para desarrollar tecnologías eficientes que mejoran la calidad y productividad de nuestros clientes.

Presentes en



Centro de Servicio al Cliente: 0810 810 6003

www.indura.com.ar

INDURA
Grupo AIR PRODUCTS

por lámparas LED, el ahorro potencial sería equivalente a unos 2160 MW. Dado que el total de lámparas de los tres tipos mencionados, incandescentes convencionales, halógenas y LFC es de unos 160 millones, este reemplazo podría hacerse al menos dos veces. Como no todas las lámparas se encienden simultáneamente, sino que en promedio hay una lámpara encendida de cada 2,4 existentes, el ahorro efectivo sería de unos 900 MW. Esta es una potencia comparable a una central, como la de Embalse.

Actualmente, el costo de las lámparas LED de 800 Lm y 95 Lm/W, en el mercado internacional (www.alibaba.com), es de aproximadamente un dólar. Por lo tanto, reemplazar 80 millones de lámparas tendría un costo de aproximadamente 80 millones de dólares, incluyendo los costos de administración del programa de unos 30 millones de dólares. Así, el reemplazo tendría un costo de unos 110 millones de dólares. Por otra parte, es previsible que el costo de estas lámparas, en un lote de 80 millones sea sensiblemente inferior al valor indicado. Si se repitiese dos veces el programa, es previsible que los resultados sean similares o mejores, ya que en un año vista, es

previsible que la eficacia de las lámparas LED mejore aún más y los precios sigan bajando.

Una política energética proactiva que tuviera como meta que del 90% al 95 % de las lámparas incandescentes, halógenas y LFC pasen a LED en los hogares argentinos en dos años, generaría cambios significativos en la eficacia del sistema de iluminación residencial. Como se ve en la figura 7, un programa de este tipo lograría pasar de una eficacia media de 55 Lm/W actual a una de 93 Lm/W en 2018. Dado que el consumo de lúmenes por usuario residencial está estudiado y cuantificado (~27 Mlm.h/Usuario)^{18,19}, conociendo la eficacia media se puede realizar una estimación más precisa de la evolución de los consumos y los ahorros. En la figura 8 se muestran estos resultados.

Como se puede apreciar en la figura 8, el costo del programa de canje se amortiza en menos de un año. En 2020 el ahorro neto acumulado sería de 1200 millones de dólares en generación o importación. Pero lo más significativo de este programa es que reduciendo los consumos en las horas de consumo pico, aliviaría significativamente la vulnerabilidad del sistema

eléctrico. Si se tiene en cuenta, que la electricidad importada llegó a precios de 250 USD/MWh, la amortización con estos precios sería aún más rápida.

Es interesante señalar, que aun con los precios actuales de lámparas en el mercado minorista argentino (\$20 por una lámpara halógena de 70 W; \$65 por una LFC comparable y \$85 por la equivalente LED) y un costo del kWh del orden de los 0,1 USD, que es el valor efectivo medio que pagan los usuarios de Córdoba o Santa Fe, adoptar por lámparas LED ya es una opción muy favorable. Para ello lo que hacemos es computar el gasto total de las lámparas necesarias a utilizar a lo largo de las 50.000 horas de uso y el costo de la electricidad, asumiendo un consumo de 4 horas al día. Este cálculo se ilustra en la figura 9.

La pregunta entonces es ¿por qué este cambio no ocurre espontáneamente si es económicamente tan ventajoso? Parte de la respuesta está en la *falta de información y difusión pública* de esta situación y en la *barrera impuesta por el costo inicial de las lámparas LED*. Por eso es necesaria una acción deliberada por parte del Estado, para revertir esta situación y concretar el canje. Además, dado que el Estado subsidia

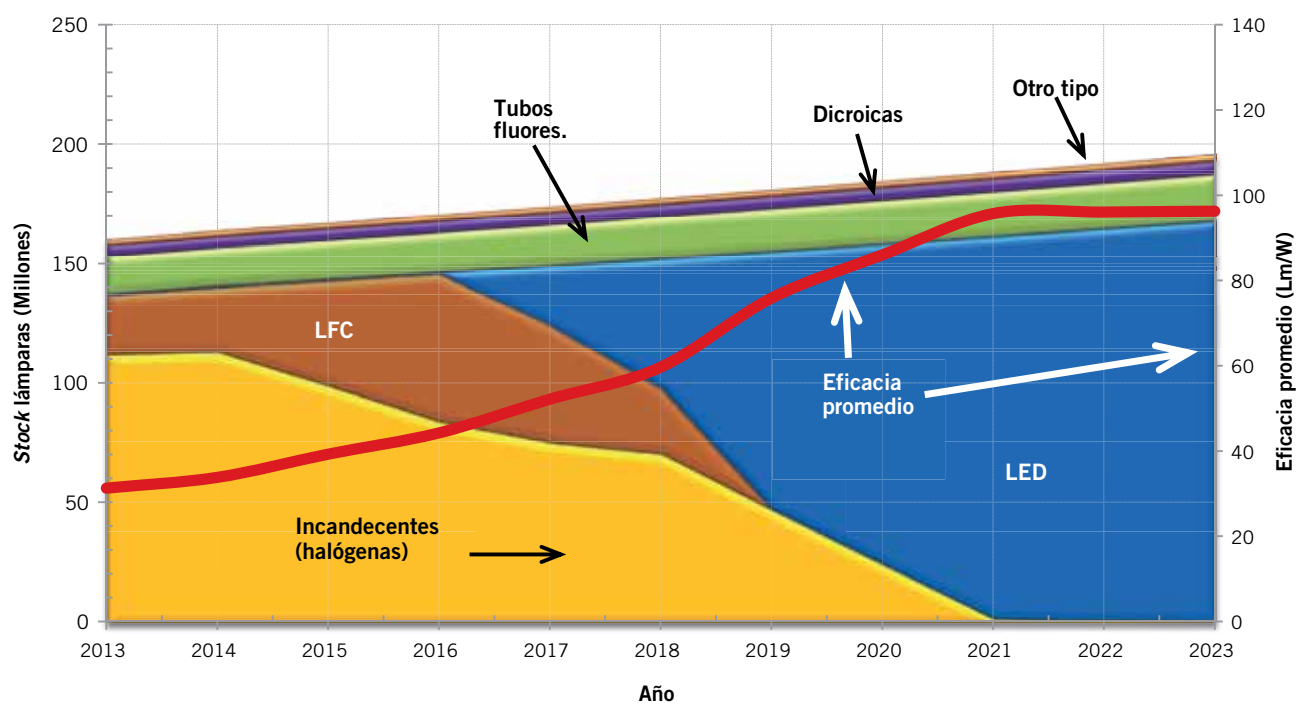


Figura 7. Evolución de las participaciones de los distintos tipos de lámparas del sector residencial en el escenario eficiente a lo largo del tiempo. Aquí se supone que en dos años se realiza un cambio total de luminarias incandescentes, halógenas y LFC a LED. Como se observa, un programa de este tipo lograría pasar de una eficacia media actual de 55 Lm/W a una de 93 Lm/W en 2018.



iapg

4º CONGRESO LATINOAMERICANO Y DEL CARIBE DE REFINACIÓN

Hacia la excelencia operativa

Mar del Plata
17 al 20 de noviembre de 2015



Informes:

Instituto Argentino del Petróleo y del Gas
Maipú 639 (C1006ACG), Buenos Aires, Argentina.
congresos@iapg.org.ar
www.iapg.org.ar



INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS



ARPEL 50 años
50 años de presencia en el mercado argentino
de productos derivados de petróleo y gas natural

facebook.com/IAPGinfo

twitter.com/IAPG_Info

youtube.com/iapginfo

plus.google.com/+IapgOrgAr

Shale
en
ARGENTINA
shaleenargentina.org.ar

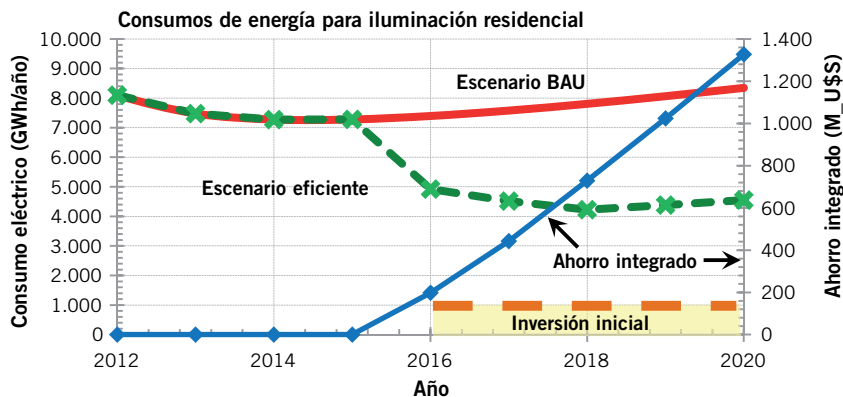


Figura 8. Evolución del consumo en iluminación en la Argentina, suponiendo dos posibles escenarios: modelo tendencial o BAU y escenario eficiente, con reemplazo de luminarias incandescentes, halógenas y LFC a LED en dos años a partir de 2016. La curva azul, referida al eje vertical derecho, indica los ahorros acumulados en generación eléctrica a un costo de 80 USD/MWh. Como se observa, el costo del programa se amortiza en menos de un año y en 2020 generaría un ahorro neto de 1200 millones de dólares en generación o importación.

en gran medida los servicios públicos y esta es una situación que llevará cierto tiempo revertir, asumir esta acción proactiva redundará directamente en el propio interés de las finanzas de Estado y en beneficio de la seguridad energética general. Asimismo, una importante fracción del gas empleado en generar electricidad es importada, como lo es también parte de la electricidad consumida en los picos de consumo. Un ahorro en consumo tendría un efecto importante en equilibrar la balanza comercial del país. Como se ilustra en la figura 10, un 8,5% del gas se emplea en iluminación.

Por otra parte, para superar la barrera del costo inicial de las lámparas, es posible imaginar un mecanismo de financiación de las lámparas LED de la factura eléctrica. Lo importante es que con el reemplazo no solo se genera un beneficio general, sino también uno individual para el usuario, que vería disminuida su factura eléctrica, lo que compensaría, en parte, el costo de las lámparas.

Este mecanismo de financiación, complementado con una campaña educativa, sería la clave para no revertir los beneficios de un plan de canje de luminarias. En particular una acción de este tipo es importante para aquellos sectores sociales con dificultades para afrontar el costo inicial de lámparas LED.

Dada la larga vida útil de los dispositivos LED (aproximadamente quince años), el Gobierno Nacional no debería preocuparse por varios años de la reposición de aquellas uni-

dades que dejan de funcionar y, al mismo tiempo, significaría un ahorro en subsidios, gastos de importación e infraestructura. El plan canje debería complementarse con un nuevo Programa de etiquetado actualizado, que califique en la escala de eficiencia con la letra "A" a las lámparas LED y con la letra "B" a las lámparas LFC. Así también, podría agregarse información adicional al etiquetado tradicional de eficiencia, alguna información acerca de los costos totales que implica el uso de cada lámpara, considerando el costo inicial y también el de la ener-

gía eléctrica requerida a lo largo de su vida útil; similar a lo ilustrado en la figura 9. De este modo, se le proveería a los consumidores información adecuada acerca de los costos involucrados en la iluminación de sus hogares.

Por último, pero no menos importante, es la disminución de las emisiones de GEI por el ahorro en electricidad. En la Argentina en promedio se emite 0,53 kg (CO₂)/kWh. De modo que según los ahorros indicados en la figura 8, la reducción en emisiones sería de unos 1,5 Tg (CO₂)/año. Si el mercado de bonos de carbono se recompone para 2016, este ahorro podría significar un ingreso adicional que ayudaría a amortizar la inversión inicial.

Conclusiones

Un uso más extensivo de lámparas LED en el sector residencial argentino permitiría aumentar de manera significativa la eficacia del sistema de iluminación actual. Una política energética proactiva, que tuviera como meta reemplazar la gran mayoría de las lámparas incandescentes, halógenas y LFC del stock total de lámparas en la Argentina en dos años, implicaría un ahorro en energía destinada a iluminación del orden del 42%. Como la

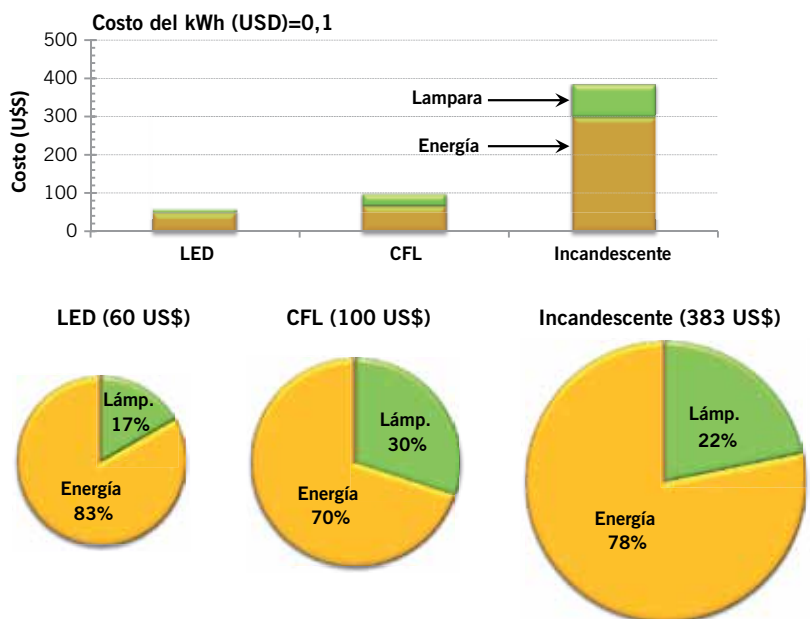
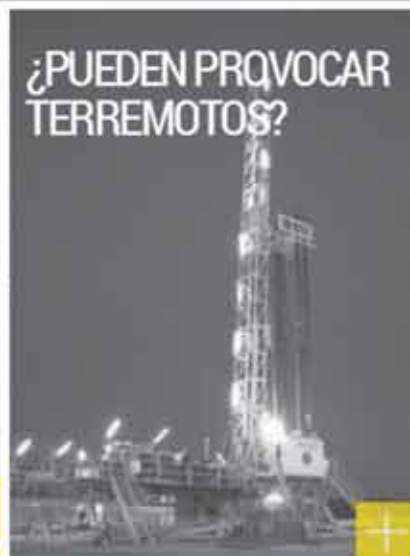
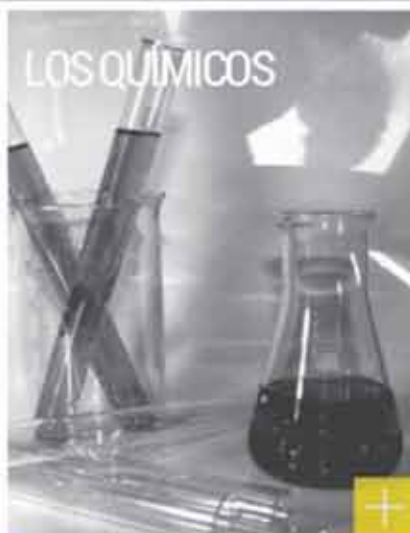


Figura 9. Esquema ilustrativo de cómo se podría informar mejor a los usuarios las ventajas económicas de usar lámparas LED. Arriba, un diagrama de barra y abajo, un gráfico de torta. Ambos contienen la misma información. Fuentes de los datos: elaboración propia.

Buscá todo sobre el shale en nuestra web



LOS NO CONVENCIONALES OPORTUNIDAD QUÍMICOS SISMICIDAD USO DEL AGUA



www.shaleenargentina.org.ar

Ya está online el sitio del IAPG destinado especialmente a los hidrocarburos de reservorios no convencionales, como shale gas y shale oil.

Pensada como herramienta útil para toda la comunidad, especializada o no, que quiera conocer con mayor profundidad lo relativo a estos reservorios y al fracking o estimulación hidráulica, así como los aspectos que generan mayores cuestionamientos: el uso del agua, la protección de los acuíferos, el uso de químicos, etcétera.

Toda la información de los expertos y las últimas noticias.

¡Y además, la posibilidad de consultar interactivamente a un experto sobre cualquier aspecto relacionado con el shale en la Argentina!

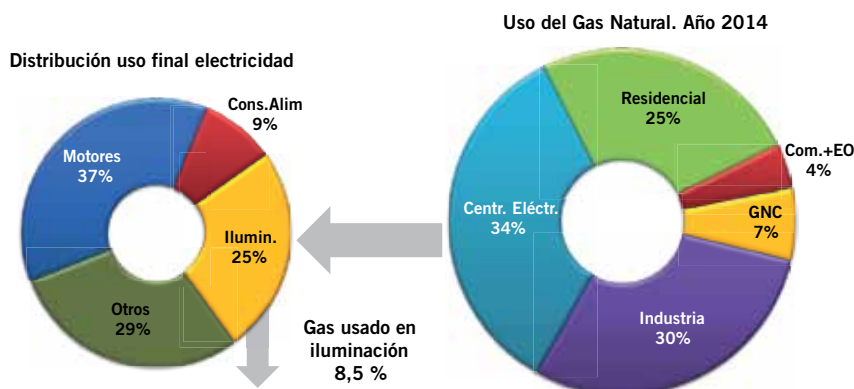


Figura 10. Distribución de gas natural en la Argentina según su uso final (derecha) para 2014. A la izquierda, distribución de la energía eléctrica según su uso final. Como se observa, un 8,5% del gas se usa en iluminación. Es decir, la iluminación insume el equivalente a un cuarto de las importaciones de gas en la Argentina.

iluminación insume el equivalente a un cuarto de las importaciones de gas en la Argentina, la mejora en eficiencia propuesta equivale a un octavo de las importaciones de gas.

El ahorro neto en potencia, en las horas pico sería de un 1,4 GW, equivalente a la generación de una gran central eléctrica. La inversión inicial para implementar un programa de reemplazo de luminarias no superaría los 220 millones de dólares, pero los ahorros en consumo se amortizarían en menos de un año.

Para fines de 2020, esta mejora en la eficiencia de iluminación permitiría un ahorro en generación eléctrica e importación superiores a los 1200 millones de dólares, al tiempo que alivia la carga del sistema de transporte y de distribución eléctrica. Asimismo, esta medida contribuiría a reducir o eliminar los generadores a gasoil distribuidos por las grandes ciudades del país y a aliviar la necesidad de importaciones de gas y electricidad.

Por lo tanto, el ahorro potencial logrado por el uso de lámparas LED contribuiría a suavizar los consumos de electricidad durante el día y reduciría el impacto de los consumos pico sobre el sistema de abastecimiento reduciendo significativamente los cortes en el suministro de luz durante los días de mucho calor o de frío intenso. Además contribuye a la reducción en las emisiones de CO₂, en el orden del 1,5 Tg(CO₂)/año.

Autores

Leila Iannelli y Salvador Gil son egresados de la Universidad Nacional de San

Martín, Escuela de Ciencia y Tecnología. Gerencia de Distribución, ENARGAS.

Rodrigo Gil es estudiante de la maestría en Data Mining de la Universidad Austral, Buenos Aires, Argentina.

Referencias

- 1 International Energy Agency (IEA), Organization for Economic Cooperation and Development (OECD), *Light's Labour's Lost*, 2006. <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/light2006.pdf>
- 2 International Energy Agency (IEA), *CO₂ emissions from fuel combustion-Highlights*, 2012. <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/CO2emissionfromfuelcombustion-HIGHLIGHTSMarch2013.pdf>
- 3 Cámara Argentina de Industrias Electrónicas, Electromecánicas y Lumínótécnicas (CADIEEL), Secretaría de Energía de la Nación Argentina y el Programa de Iluminación Eficiente ELI (*Efficient Lighting Initiative*).
- 4 Secretaría de Energía de la Nación Argentina. Guía de Eficiencia Energética. <http://www.energia.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3482>
- 5 Cámara Argentina de Industrias Electrónicas, Electromecánicas y Lumínótécnicas (CADIEEL). Guía práctica para el consumo racional y eficiente de energía. http://www.cadieel.org.ar/esp/guia_uso-racional.php
- 6 *Recycling Mercury-Containing Light Bulbs (Lamps)*, EPA. <http://www.epa.gov/osw/hazard/wastetypes/univer->

[sal/lamps/](http://www.sal/lamps/)

- 7 Secretaría de Energía de la Nación Argentina. Balances energéticos: <http://energia3.mecon.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=1828>
- 8 Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA), Informe anual, 2013.
- 9 Tanides C. G., *Reducing Emissions by saving energy: Energy Scenarios for Argentina (2006-2020) with efficiency policies*, Fundación Vida Silvestre Argentina, 2006.
- 10 Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) *Fifth Assessment Report IPCC*, Geneva, Switzerland, 2014. <http://www.ipcc.ch/>
- 11 Recalde M. y Guzowski C., *Boundaries in promoting energy efficiency: Lessons from the Argentinean case*, Elsevier, 2011.
- 12 Secretaría de Energía de la Nación Argentina. Eficiencia Energética. <http://www.eficiencia.gob.ar/>
- 13 U.S. Department of Energy; U.S. Environmental Protection Agency; National Action Plan for Energy Efficiency Leadership Group: *Guide for Conducting Energy Efficiency Potential Studies*, Noviembre, 2007. http://www.epa.gov/cleanenergy/documents/suca/potential_guide.pdf
- 14 Tanides, C. G., *Manual de Iluminación Eficiente*, Efficient Lighting Initiative (ELI), 2006. <http://www.edutecne.utn.edu.ar/eli-iluminacion/>
- 15 LED bulb efficiency expected to continue improving as cost declines. US Energy Information Agency (EIA), March 2014. <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=15471>
- 16 Secretaría de Energía de la Nación Argentina. Programa Nacional de Uso Racional y Eficiente de la Energía (PRONUREE).
- 17 Boletín Oficial de la República Argentina, 2010, InfoLeg, CDDI, Mecon. <http://www.infoleg.gov.ar/infolegInternet/anejos/120000-124999/122356/norma.htm>
- 18 Rodrigo S. Gil, *La economía del ahorro potencial de energía: El uso de lámparas LED en la Argentina*, FCE-UBA, Noviembre 2013.
19. Tsao, J. Y., et al., *Solid-state lighting: an energy-economics perspective*, J. Phys. D: Appl. Phys. 43 (2010) 354001.

**Nuevo
Producto**

Digesto de Legislación Ambiental on line



Nuevo Digesto de Legislación Ambiental Argentina del IAPG

El DLA ofrece una recopilación completa y ordenada de las principales normas con incidencia ambiental vigentes en la República Argentina. Incluye regulaciones nacionales, provinciales, del MERCOSUR y de organismos interjurisdiccionales con potestades en materia ambiental, como es el caso de ACUMAR.

Este Digesto del IAPG está concebido como una herramienta versátil de apoyo para la gestión ambiental de las industrias extractivas (hidrocarburos y minería), la producción primaria (actividad agropecuaria, pesca, acuicultura y forestal), la producción industrial (incluyendo el downstream en el sector de hidrocarburos), las actividades de transporte y logística, el comercio, y las actividades de servicios en general. Incluye también, como complemento imprescindible para la gestión ambiental, normas referidas a la higiene, seguridad y salubridad ocupacional, el manejo de sustancias químicas y mercancías peligrosas, como también las actividades de transporte y logística. El DLA, además aspira a incluir las normas con incidencia y relevancia práctica para la gestión ambiental de las jurisdicciones municipales más importantes de cada Provincia.

El DLA fue creado como una iniciativa del IAPG hace más de 20 años por los Dr. Gustavo Ariel Kaufman y Dra. Nancy Gabriela Oliveto, manteniendo su continuidad a lo largo del tiempo. Hoy, bajo la dirección de Juan Rodrigo Walsh, el Digesto ha sido rediseñado y actualizado con nuevas herramientas informáticas, adaptándose a la expansión vertiginosa que ha tenido la legislación ambiental en los últimos años.

La suscripción al DLA permite recibir las notificaciones continuas de toda nueva norma ambiental; además de efectuar búsquedas ágiles y sencillas usando los campos temáticos, las referencias al tipo de actividad sectorial, organismo, tipo de norma, o mediante tesoro con palabras clave.

El Digesto es una herramienta versátil e imprescindible para el profesional responsable de la gestión ambiental en organizaciones modernas que encaran con sentido proactivo el desafío de poner en marcha políticas corporativas de sostenibilidad. s regulatorios vigentes. El DLA se encuentra actualmente bajo la Dirección de Juan Rodrigo Walsh.

La legislación se actualiza diariamente con el envío de una alerta a la dirección de mail del suscriptor de esa incorporación.

Utilización de técnicas de replicación como estrategia de *backup* y *site* de contingencia

Por **Lic. Julio César Panno**, Compañía General de Combustibles S.A.

La integración de herramientas de virtualización y de protección de la información debe utilizarse para resguardar datos y aplicaciones en un lugar alternativo o de contingencia, con el empleo de procedimientos desatendidos dentro de una ventana de tiempo compatible con las necesidades y los requerimientos del negocio. Además se debe asegurar que los datos estén disponibles con tiempo de recuperación mínimos.

Este trabajo ha sido galardonado con una Mención Especial en el área de Tecnología Informática de las V Jornadas de Geotecnología realizadas durante el IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos del IAPG.



atributos que la describen, así como también establece de qué manera se agrupa y cómo se interrelaciona y se integra con el entorno organizacional.

Administración de la información

La administración determina cuáles son las aplicaciones y los procesos que gestionan la información, quiénes son los usuarios que la colectan, la actualizan y la utilizan. Las aplicaciones que organizan y administran esta información, así como los procesos de negocios en los que se montan las aplicaciones, constituyen el motor de las organizaciones sin las cuales se volverían inoperantes.

Protección

Detectar riesgos, mitigar y minimizar las vulnerabilidades que representa para las compañías la utilización de los sistemas informáticos, conlleva a las organizaciones de TI a estudiar las medidas de adopción más convenientes para salvar una circunstancia de tipo accidental o intencional que impida la continuidad operativa como consecuencia de algún inconveniente de cualquier naturaleza.

Acceso

En el ámbito informático, la gestión del *delivery* se ocupa del diseño, la planificación, la implementación y el mejoramiento de los flujos asociados a la entrega y la disponibilidad de la información y de las aplicaciones, contemplando de manera integral la posibilidad de ocurrencia de alguna contingencia.

Los avances en esta materia han vuelto a las organizaciones más dependientes de la tecnología informática, por eso la continuidad operativa depende exclusivamente de la posibilidad de contar “siempre” con la información y con las aplicaciones a pesar de las contingencias que pudieran ocurrir.

La separación geográfica para la custodia y el resguardo de la información y de las aplicaciones es clave en un esquema de contingencia. Mantener alejado el lugar de resguardo amplía enormemente la protección en caso de contingencias, tales como incendios, inundaciones, catástrofes naturales, explosiones e incidentes de seguridad, entre otras.

En la actualidad, se destaca la información como uno de los recursos valiosos del que disponen las compañías para lograr un óptimo funcionamiento. Las operaciones de procesamiento de datos y la incorporación de la tecnología informática facilitan el camino hacia la generación del conocimiento en la búsqueda de soluciones a los problemas que se enfrentan de manera cotidiana.

Dentro de las organizaciones de TI podemos destacar cuatro pilares en el gobierno de la información:

- La organización
- La administración
- La protección
- El acceso

Organización de la información

Este punto comprende cómo se estructura la información, cuáles son los

Tipologías de redes según su alcance

Redes LAN (Local Area Network).

El Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE) define una red local como “un sistema de comunicaciones de datos que permite a un número de dispositivos independientes comunicarse directamente entre sí, dentro de un tamaño moderado de área geográfica sobre un canal de comunicaciones física de moderada velocidad de datos”.

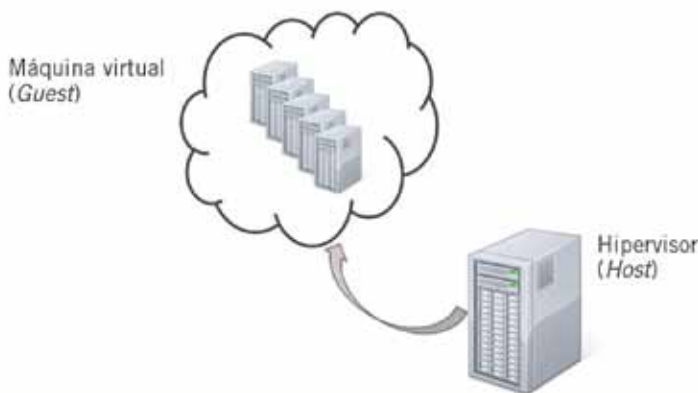
Los canales de comunicación son privados y generalmente se utilizan para conectar computadoras y otros dispositivos de red dentro de un mismo edificio.

Redes WAN (Wide Area Network).

Representa la comunicación entre redes de área local a través de distancias geográficas extendidas. Por lo general, los canales de comunicación utilizados para actividad WAN son de propiedad de un tercero; por ejemplo, una compañía telefónica.

LAN vs WAN. Las palabras área geográfica limitada se utilizan en la definición de una red LAN para resaltar el hecho de que la L en LAN significa Local. Cuando las computadoras están conectadas a través de la ciudad o ciudades, países o continentes, la L se convierte en una W, indica un Red de área amplia o WAN.

Los canales de comunicación de las redes WAN son de menor velocidad que los utilizados en las redes LAN (Figura 1).



Virtualización: compartir recursos del servidor físico.

Figura 2. La virtualización permite ejecutar en un único servidor físico múltiples sistemas operativos.

Ancho de banda

Capacidad de transportar datos a través de un enlace de comunicaciones. Esa capacidad se mide en cantidad de datos por unidad de tiempo, generalmente se utiliza bits por segundo. De esta manera podemos denominar a los enlaces de datos según su capacidad de transporte. Para los enlaces de datos tipo LAN podemos referirnos a velocidad, por ejemplo 100 Mbps (Megabits por segundo), 1 Gbps (Gigabit por segundo).

Para los enlaces tipo WAN, generalmente referimos a velocidades menores, como 10 Mbps, 20 Mbps, 30 Mbps.

Descripción de las tecnologías integradas

Para el desarrollo de este proyecto es esencial la adopción de tres tecno-

logías que, en forma conjunta, posibilitan el desarrollo de esta solución:

- Virtualización de servidores
- Almacenamiento centralizado de disco (*Data Storage*)
- Técnicas de Replicación

Virtualización de servidores.

La arquitectura tradicional de servidores permite que se ejecute solo un sistema operativo a la vez. La virtualización de servidores desbloquea esta posibilidad mediante la abstracción del sistema operativo y las aplicaciones del *hardware* físico. Así, el uso de la virtualización de servidores permite que múltiples sistemas operativos puedan ejecutarse en un único servidor físico como “máquinas virtuales”, cada una con acceso a los recursos informáticos del servidor subyacente (Figura 2).

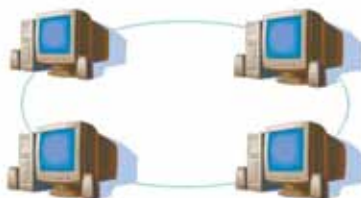
Dicho de otra manera, se refiere a la abstracción de los recursos de una computadora, llamada Hypervisor que crea una capa de abstracción entre el hardware de la máquina física (*Host*) y el sistema operativo de la Máquina Virtual (*Guest*), dividiéndose el recurso en uno o más entornos de ejecución.

Esta capa de *software* maneja, gestiona y arbitra los cuatro recursos principales de una computadora (CPU, Memoria, Dispositivos Periféricos y Conexiones de Red) y así podrá repartir dinámicamente dichos recursos entre todas las máquinas virtuales definidas en el computador central. De esta manera se pueden tener varios servidores virtuales ejecutándose en el mismo servidor físico.

Con la tecnología de virtualización de servidores podemos trans-

Red de Área Local (LAN)

Permite comunicarse entre dispositivos dentro de un área reducida.



Red de Área Extensa (WAN)

Permite la comunicación entre dispositivos a través de ciudades, países o continentes.

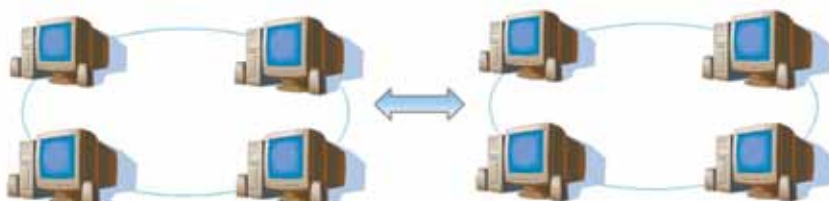


Figura 1. Alcance de Redes LAN y WAN.

formar *hardware* en *software*. De esta forma, podemos ejecutar diferentes sistemas operativos, como Windows, Linux, Solaris, incluso MS-DOS simultáneamente y en el mismo servidor físico.

Una máquina virtual está conformada por un conjunto de ficheros planos y binarios. Se puede definir específicamente como “un duplicado aislado de una máquina real”. Por más semejanzas que tenga, las máquinas virtuales no son computadoras ordinarias. Por esto se descubre que el rendimiento de una máquina virtual no es el mismo que el de una computadora común. Este defecto es compensado por la capacidad de las máquinas virtuales de correr sobre cualquier equipo. Esto implica que una máquina virtual se puede apagar, transportar en un dispositivo de almacenamiento portable a otro equipo y la máquina virtual que se abre es exactamente la misma. La abstracción del *hardware* en el que procesa una máquina virtual es completa.

Un hipervisor o monitor de máquina virtual es una plataforma que permite aplicar diversas técnicas de control y de administración de los recursos para utilizar las diferentes máquinas virtuales al mismo tiempo sobre el mismo *hardware*.

Los hipervisores pueden clasificarse en dos tipos:

- a) *Bare-Metal* (sobre metal desnudo): el hipervisor está instalado en un servidor físico sin la necesidad de que exista un sistema operativo (Windows o Linux) instalado previamente.
- b) *Hosted*: este tipo de hipervisor necesita previamente de un sistema operativo instalado para poder ofrecer la funcionalidad descrita.

La mejora que ofrece esta característica es que se pueden correr procesos, que requieren de SO distintos al mismo tiempo. De esta forma, se pueden aprovechar las cualidades propias de cada sistema operativo sin tener que cambiar de *hardware*.

Utilizar máquinas virtuales ocasiona ahorros en el espacio de memoria física, mejora el aprovechamiento de los recursos disponibles y reduce costos de mantenimiento de equipo. Además, permite mejorar el aprovechamiento del equipo físico al utilizar los recursos que de otra forma estarían



ociosos porque, en general, nunca se llegan a utilizar todos los recursos de un servidor físico al mismo tiempo.

Racionaliza la proliferación de servidores, el espacio físico, el uso de energía y la refrigeración en las salas de cómputos.

Reduce drásticamente el tiempo de aprovisionamiento de nuevos servidores en máquinas virtuales, pasando a minutos en lugar de días o semanas necesarias para aprovisionar un servidor físico.

Asimismo, como la capacidad de procesamiento en los servidores ha aumentado de manera constante en los últimos años, y no cabe duda de que seguirá aumentando, la virtualización ha demostrado ser una tecnología muy potente para simplificar el despliegue de *software* y servicios, al dotar el Centro de Datos de más agilidad y flexibilidad.

Además, podemos aludir a la seguridad de la que nos provee las máquinas virtuales. Cada una es totalmente independiente de la computadora anfitrión, esto significa que varias personas pueden utilizar la misma máquina física, y no corren riesgo de perder o exhibir información confidencial, debido a que cada máquina virtual se encuentra aislada de los demás SO presentes en el equipo.

Almacenamiento centralizado de disco. El almacenamiento centralizado de discos también llamado *Data Storage* es un dispositivo dedicado para conservar los datos digitales y entregarlos cuando son solicitados por alguna aplicación y/o usuario.

Con la implementación de estos dispositivos centrales, todos los servidores se conectan al *Data Storage* para grabar y recuperar datos. Por ese motivo es esencial dotar a este dispositivo de componentes redundantes que garanticen su funcionamiento a pesar de fallas. También es fundamental la optimización del acceso a los datos para procesar múltiples operaciones de lectura y escritura en el dispositivo.

Esta tecnología cuenta con distintos conceptos tecnológicos, entre los principales están los arreglos de disco o RAID (del inglés *Redundant Array of Independent Disks*), traducido como “conjunto redundante de discos independientes”, y redes de área de almacenamiento que permiten la adición en caliente de almacenamiento sin ninguna interrupción (tecnología “*Hot Swap*” descrita en la página siguiente).

Los datos son almacenados en unidades de almacenamiento de datos (discos duros o SSD) dispuestos en forma de arreglo configurando una unidad lógica de almacenamiento, así en lugar de ver varios discos duros diferentes, el sistema operativo ve uno solo. Si alguno de los discos del arreglo falla, este tipo de tecnología permite seguir operando sin pérdida de información, ya que la información se encuentra distribuida y/o replicada entre las distintas unidades de almacenamiento.

Esta implementación pueden soportar el uso de uno o más discos de reserva (*hot spare*), que son unidades preinstaladas que pueden usarse inmediatamente (y casi siempre automáticamente) tras el fallo de un disco del RAID. El *software* que administra el



RAID es el que se encarga de detectar el disco dañado, removerlo del arreglo e incorporar el disco de reserva en su lugar y reconstruir inmediatamente la información contenida en el disco dañado a partir de los datos contenidos en el resto del RAID.

A este concepto se suma la tecnología *Hot Swap* que permite instalar y desinstalar discos en caliente, es decir no se necesita apagar el dispositivo para realizar un cambio de discos, ya sea para reemplazar los fallados o bien para incorporar nuevas unidades de almacenamiento.

La unidad lógica configurada a partir del RAID, puede dividirse en volúmenes. Los volúmenes son como particiones de la unidad lógica que permiten ser presentados a diversos sistemas y/o servidores, la misma puede efectuarse en diferentes protocolos de acuerdo con las capacidades nativas de los sistemas operativos. Por ejemplo el protocolo NFS es el utilizado por sistemas Linux, mientras que el CIFS es el que utiliza Windows.

Sin embargo, esta eficiencia de almacenamiento puede venir asociado a una disminución del desempeño. Una gran cantidad de nodos haciendo demandas simultáneamente en el mismo equipo suelen entretener la experiencia de cada uno de ellos. Pero, los distintos fabricantes que ofrecen almacenamiento centralizado cuentan también con tecnología intelligen-

te en controladoras, y distribuyen así la carga de trabajo física de los discos que permite el acceso simultáneo y garantizan una cantidad aceptable de entradas y salidas de datos necesaria para cumplir con las demandas de las aplicaciones (Figura 3).

El *Data Storage* se conecta a las redes de comunicación de una compañía y le permite a los servidores físicos o hipervisores acceder a los datos o los sistemas de archivo del *Data Storage* como si fueran locales o propios pero, a su vez, permite compartir estos datos entre varios equipos de la red. Esta característica facilita y posibilita la implementación de soluciones de vir-

tualización de servidores, ya que las máquinas virtuales son almacenadas en el *Data Storage* y pueden ser utilizadas por uno o más hipervisores para su ejecución.

Al poder almacenar una máquina virtual en el *Data Storage* todas las facilidades y funciones del *Storage* pueden ser aplicadas no solo para los volúmenes de datos, sino también para los equipos virtuales.

Otra de las características asociadas a los dispositivos de almacenamiento centralizado es que pueden contar con la posibilidad de realizar *snapshots*. El *snapshot* es una copia de seguridad instantánea de un volumen de datos. Pero, ¿cómo resuelve esto la tecnología? Una de las maneras es cambiando la manera de almacenamiento de los datos en los volúmenes. La utilización de esta técnica incorpora la administración de los bloques de datos a través de tablas de punteros. Los punteros ubican los bloques de datos sobre el disco físico, pero cuando se graba nueva información, el bloque de datos no se actualiza, utiliza un nuevo bloque disponible en el volumen con la información incorporada y actualiza la tabla de punteros. Cuando se toma un *snapshot* no se realiza una copia de datos, sino de la tabla de punteros, esto demanda unos pocos segundos y no genera impacto significativo en el desempeño del *Data Storage*. Cada *snapshot* es una imagen congelada del volumen con acceso de solo lectura que refleja el estado de los bloques de datos al momento de la toma del *Snapshot*. Como los bloques no se alteran, las copias realizadas son

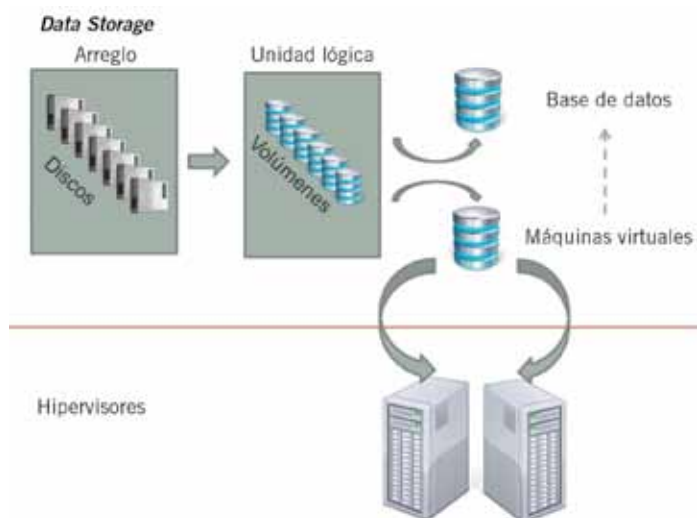


Figura 3. El *Data Storage* permite el acceso de los servidores físicos o hipervisores de una compañía a los sistemas de archivo allí almacenados.

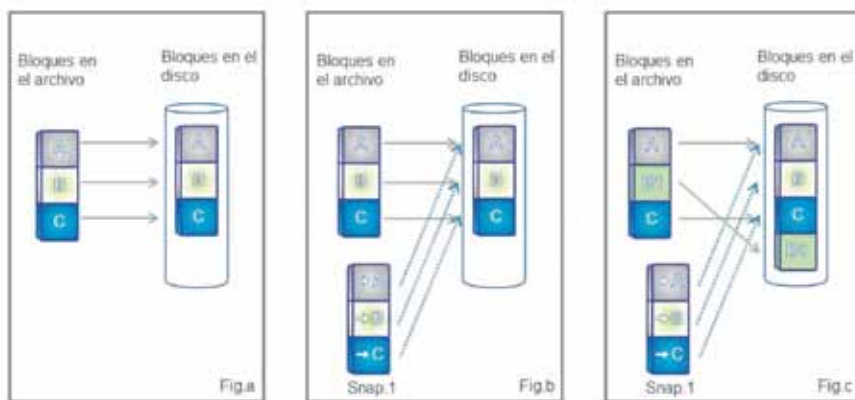


Figura 4. a) se ejemplifica como se almacenan los bloques de un archivo y la tabla de los punteros. b) se muestra la creación del *Snapshot* a partir de la copia de la tabla de los punteros. c) se muestra como se actualiza la tabla de punteros cuando cambia un archivo sin alterar el *Snapshot*.

perfectamente válidas. En la figura 4 se ejemplifica el funcionamiento.

Técnicas de replicación. Básicamente la replicación consiste en espejar un volumen de información origen en un volumen de información destino. El destino puede ser en el mismo *Data Storage* o en un *Data Storage* diferente. Si se trata de uno diferente puede estar ubicado en la red LAN o bien en una red WAN. En el volumen destino de la réplica es un volumen de lectura únicamente.

Para efectuar esta replicación se utilizan diferentes técnicas: la replicación síncrona y la replicación asincrónica.

La replicación síncrona es cuando los cambios en los bloques de información se realizan en el mismo momento tanto en el volumen origen, como en el destino; la transacción se completa cuando la actualización se concluye en ambos volúmenes. La replicación asincrónica es cuando se replica la información de los volúmenes en intervalos regulares de tiempo. La replicación síncrona tiene aplicabilidad para entornos de red LAN, mientras que la asincrónica se utiliza para entornos WAN.

Para este caso, utilizamos la replicación de dos *Data Storage* en una ubicación geográfica distante en un entorno WAN con el fin de protección y *site* de contingencia. Por eso, se describirá con más detalle la replicación asincrónica.

Cuando espejamos asincrónicamente, se aplican las técnicas de *snapshot* dentro del proceso de replicación. Una copia se mantiene en el volumen origen como un punto indicador del

estado en que se encuentran los volúmenes espejados. Cuando un nuevo proceso se inicia se realiza un nuevo *snapshot* y el mismo se compara con el *snapshot* anterior a fin de determinar los cambios ocurridos en el volumen, y esas actualizaciones son las que se realizan en el volumen destino. De esta manera, se logra una sincronización incremental entre cada sesión de replicación. Cuando el proceso de replicación asincrónico finaliza, el volumen destino se encuentra espejado al momento del inicio del proceso de replicación.

Como se mencionó, los volúmenes destinos son de lectura únicamente, pero si una situación de contingencia sucede, estos volúmenes pueden ser convertidos a lectura/escritura con el fin de poner en producción en *site* de contingencia (Figura 5).

Para reducir el tráfico de transferencia, la replicación asincrónica utiliza técnica de compresión y descompresión de datos optimizando de esta manera el ancho de banda requerido.

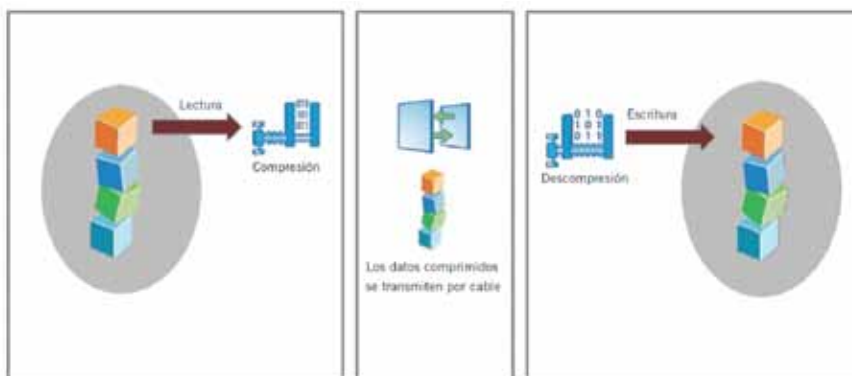


Figura 5. Replicación. En el *Data Storage* Origen los datos son previamente comprimidos. En el proceso de Replicación transfiere los datos a través de la red. En *Data Storage* Destino los datos son descomprimidos y luego se graban en el dispositivo.

Descripción del escenario de aplicación

El escenario consta de dos sitios, denominados centro de datos A (CDA) y centro de datos B (CDB).

CDA es el centro de datos operativo, al que se conectan los usuarios o clientes dentro de un ambiente de red LAN tanto para consulta, como para actualización de la información. Dentro del mismo operan los servidores que contienen aplicaciones que se encuentran en producción.

CDB es el centro de datos de contingencia que contiene una réplica de los datos y de las aplicaciones de CDA, los usuarios solo se conectan en el caso de contingencia a través de un ambiente de red WAN. Dentro del mismo existen servidores en estado *stand by* que contienen las aplicaciones replicadas que solo se utilizarán en el caso de falla de CDA.

En ambos centros de datos los servidores se encuentran virtualizados y junto con los datos residen en *Data Storage* organizados en volúmenes de datos. Estos volúmenes pueden contener información legible para servidores Linux y para servidores Windows.

CDA está comunicado con CDB a través de un enlace de datos (Figura 6).

La información viaja normalmente en un solo sentido desde CDA hacia CDB con el fin de mantener actualizada la información.

En cada sesión de actualización, o también llamada de replicación, viaja la información adicionada en CDA desde la última sesión de replicación.

Al final de cada sesión de replicación, la información entre ambos centros de datos se encuentra espejada al momento del inicio de dicha sesión.

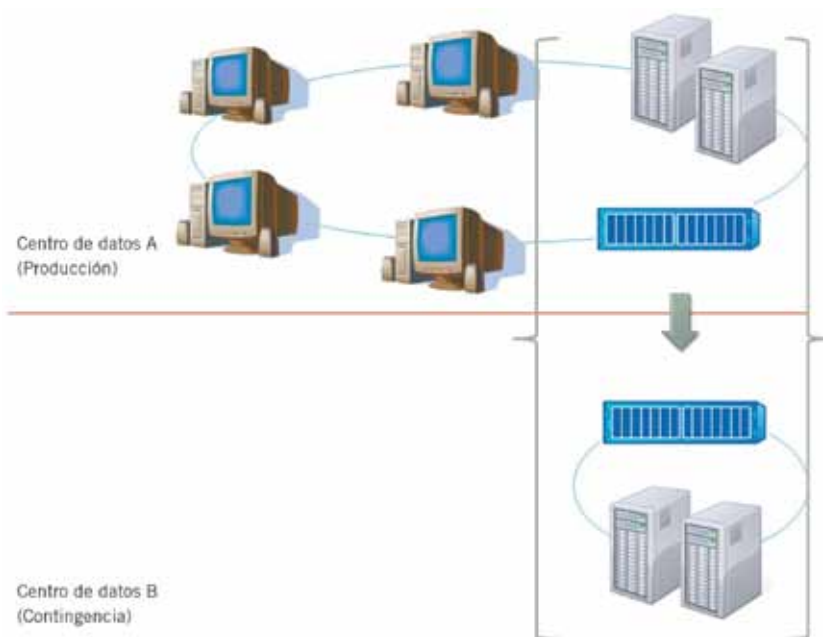


Figura 6. Clientes en entorno LAN. Enlace punto a punto en una red local.

El enlace de datos entre CDA y CDB puede ser establecido a través de un enlace punto a punto o a través de una VPN o red privada virtual.

Las redes VPN permiten implementar una red privada utilizando una red pública (Internet). Estas redes se utilizan para realizar conexiones punto a punto, para ello debemos tener acceso a la red pública desde los extremos que queremos conectar. La información que se trasfiere entre ambos extremos viaja encriptada.

Cuando CDA no se encuentre disponible, podemos ejecutar ciertos procedimientos que permitan poner operativo CDB y conectar a los clientes a este centro de datos (Figura 7).

Metodología

A continuación, se enumerarán las tareas que se deberán desarrollar para cada uno de los pilares en el gobierno de información descriptos. La idea de

esta metodología es dar un panorama de cómo implementar esta técnica y los puntos que se deben considerar para lograr éxito en el desarrollo de un proyecto de estas características.

Organización de la información

Catalogación de fuentes de datos

Para poder realizar tareas de cuidado y protección, primero debemos tener claro qué es lo debemos proteger. Por ese motivo el primer punto en la organización de la información es hacer un inventario de todas las fuentes de datos: bases de datos, documentos, imágenes, planillas, etcétera, que dispone la compañía y en la que se deben efectuar las acciones de protección. El producto final de esta tarea es un catálogo de todas las fuentes de datos.

Reorganización de las fuentes de datos

Una vez obtenido el catálogo, se debe analizar y, si es necesario, realizar una reestructuración de las fuentes de datos con el objetivo de tener las fuentes de datos ordenadas y agrupadas en volúmenes; por ejemplo, podemos disponer de un volumen con los archivos privados de los usuarios, otros con los archivos públicos organizados por grupos de trabajo; podemos tener volúmenes por aplicaciones: Geología, Ingeniería, Producción, Contabilidad, etcétera. Como producto final de esta tarea se obtienen los volúmenes de datos y el tamaño que ocupa cada uno de ellos.

Administración de la información

Catalogación de aplicaciones

Al igual que en el caso de las fuentes de datos, también se debe catalogar todas las aplicaciones que utiliza la compañía e identificar a cada una de ellas en el servidor correspondiente. Es importante destacar que, en esta implementación, solo se podrán utilizar los servidores virtuales. Si los servidores fueran físicos, primero se debe planificar su virtualización. También debemos registrar qué fuente de datos es utilizada por cada aplicación. En el caso de que la fuente de datos se en-

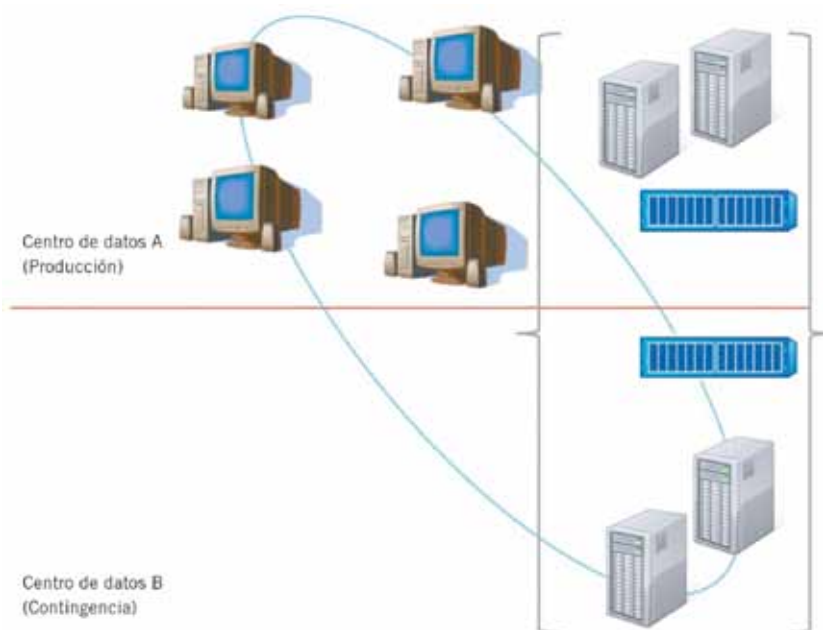


Figura 7. Clientes en entorno WAN. Enlace entre áreas geográficas extendidas.

cuentre en el mismo servidor, se debe precisar esta situación en el catálogo, ya que en ese caso la pieza catalogada tendrá la doble función de aplicación y de fuente de datos. La finalidad de esta tarea es obtener el catálogo de aplicaciones ordenado por servidor e indicar si tienen incluida la fuente de datos.

Clasificación de las aplicaciones

Todos los servidores virtuales se almacenan en volúmenes del *Data Storage*. Con esta tarea debemos agrupar los servidores en volúmenes, un volumen puede contener uno o varios servidores. Las sincronizaciones en el *site* de contingencia se realiza por volúmenes de datos, con lo cual los servidores que se encuentren en el mismo volumen compartirán la misma sesión de sincronización. Como producto final de esta tarea se obtienen los volúmenes de aplicaciones y el tamaño que ocupa cada una de ellas.

una menor redundancia en el arreglo de discos. Además, se debe seleccionar la ubicación del *site* de contingencia, puede ser un lugar propio o de terceros, pero deberá estar ubicado en un lugar geográfico distinto. El producto final de esta tarea es el lugar de contingencia equipado.

Definir ventana de tiempo para la sincronización

De acuerdo con las necesidades del negocio, debemos definir nuestra ventana de tiempo de sincronización en función del tiempo de operaciones que podemos perder en el caso de ocurrencia de una contingencia. Es decir, al momento de ocurrencia de la contingencia y al activar el *site* alternativo, los volúmenes del *site* de contingencia contendrán la información actualizada en el momento de inicio de la última sesión de sincronización finalizada. Podemos definir una ventana de tiempo diferente para cada uno de los volúmenes. Otro

tre el inicio de una sesión de sincronización y la otra. Es decir, si tenemos una ventana de 6 horas, estimaremos el volumen de información entre esas 6 horas. Esta no es una tarea fácil de realizar, ya que a veces es muy difícil estimar volúmenes incrementales de información, porque dependemos del comportamiento de las aplicaciones y de cuanta información varía entre los volúmenes; no implica solo datos ingresados, sino también todos los bloques de datos que han variados en ese lapso. La mejor manera de abordar esta tarea es haciendo una simulación de cada volumen en el entorno de producción. Se debe crear un volumen espejo en el *Data Storage* de producción, realizar las sincronizaciones en la ventana de tiempo establecida y registrar las variaciones de volumen para cada uno de los ciclos. Es importante realizar varios ciclos de sincronización en diferentes días y horas, y calcular un promedio. Si no tenemos espacio físico suficiente en el entorno de producción, podemos realizar esta



Protección

Aprovisionamiento

Con todos los volúmenes ya catalogados ahora procedemos a calcular los recursos para el aprovisionamiento del *site* de contingencia. Debemos determinar, de acuerdo con las máquinas virtuales por espejar, la cantidad de los hipervisores necesarios y el espacio físico necesario en el *Data Storage* para contener a todos los volúmenes catalogados, ya sea los correspondientes a los volúmenes de las fuentes de datos o los correspondientes a las máquinas virtuales.

El *Data Storage* de contingencia podrá contener menores requisitos de seguridad que el de producción. Por ejemplo, si en producción tenemos doble controladora, en contingencia podemos tener solo una y también

factor que debemos considerar es la frecuencia de actualización de los volúmenes, podremos tener volúmenes que se actualizan permanentemente y otros que se actualizan con una menor frecuencia. Por ejemplo, podemos definir ventanas de tiempo de 24 horas, 12 horas 8 horas, 4 horas, 2 horas, etcétera. El producto final de esta tarea es la obtención de las ventanas de tiempo para cada uno de los volúmenes catalogados.

Estimar el delta de variación de información para la sincronización

Ya tenemos los volúmenes y los tiempos, ahora es el momento de estimar el tamaño de la información que se verá actualizada entre la ventana de tiempo. La ventana de tiempo indica además el tiempo que transcurre en

tarea de un volumen a la vez o podemos montar primero el *Data Storage* de contingencia en nuestra red LAN antes de migrarla al *site* de contingencia, y de esta manera obtener todos los deltas de variación de los volúmenes.

Dimensionar el ancho de banda

Con las ventanas de tiempo más los deltas de variación entre las sesiones de sincronización podemos definir el ancho de banda necesario para tener sincronizados todos los volúmenes. Para optimizar el ancho de banda tenemos que tratar de ubicar las sesiones de sincronización espaciadas unas de otras de manera que la menor cantidad de volúmenes se estén sincronizando en el mismo momento. Podemos corregir alguna ventana de tiempo o correr el inicio de sincroni-

zación ajustando así lo definido en los puntos anteriores con el objetivo de optimizar las comunicaciones. Una vez definido el ancho de banda, podemos realizar simulaciones de sincronización con diferentes anchos de banda a fin de confirmar los valores estimados. Actualmente, existen *routers* con esta posibilidad y algunos son de uso libre.

Establecer un método de sincronización alternativo

Como todos los cálculos fueron efectuados con los valores promedios obtenidos, esto será útil para la mayor parte de las sesiones de sincronización, pero debemos tener un método de procesamiento alternativo para mantener la información espejada en el momento en que estos valores sean superados por un pico de volumen a transferir y que no pueda ser abastecido por el enlace principal. Si no contamos con una alternativa, se producirá un cuello de botella y la ventana de tiempo de sincronización quedará desbordada. Un método alternativo que podemos sugerir es la utilización de una sincronización de inicialización en cinta donde la totalidad de la información del volumen se copia a cinta (LTO 5), la misma se envía al *site* de contingencia y en ese lugar se vuelca el contenido de la cinta al *Data Storage* de contingencia, una vez finalizada se continúa con las sesiones de sincronización programadas. Existen

herramientas de monitoreo que advierten cuando esta situación ocurre y ese es el momento para disparar el método de sincronización alternativo.

Establecer pruebas

Antes de poner en producción esta técnica se deben realizar pruebas de funcionamiento con el objetivo de corroborar en el terreno real la eficacia de todos los componentes involucrados en esta tarea. De las pruebas pueden surgir correcciones o mejoras que deben evaluarse previamente, ya que, una vez puesto en producción, estos ajustes suelen ser más complicados de realizar, además de poner en riesgo la disponibilidad del *site* de contingencia.

Acceso

Establece los procedimientos de operaciones normales y de monitoreo

Se deben establecer y documentar todas las actividades que se deban llevar a cabo para mantener operativo el *site* de contingencia. Se deben incluir todos los procesos de actualización de información involucrados, así como también se deben definir las herramientas de monitoreo y las alertas necesarias para controlar el funcionamiento adecuado de los procesos y de las comunicaciones. Completar esta documentación implica agregar los diagramas de plataforma y telecomunicaciones.

Establecer procedimientos de contingencia

Se deben incluir los procedimientos con el detalle paso a paso de las actividades que se realizarán al momento de ocurrir una contingencia en el Centro de Datos Principal, se debe incluir un plan de comunicaciones y definir el nivel gerencial que tomará la decisión de activar el Plan de Contingencia. Según el tipo de falla ocurrida, se podrá activar el plan de forma parcial o total. Para establecer qué elementos del plan se activarán, primero se deberá realizar una reunión técnica y determinar el alcance de la contingencia, el grado de afectación de los componentes del *site* principal y los componentes necesarios que se activarán para sobrellevar la contingencia. También es importante estimar el tiempo de restauración del *site* principal, es decir, de acuerdo con la gravedad del siniestro, cuánto tiempo pasará hasta que el *site* principal se encuentre plenamente operativo. También se deberá establecer cómo y desde qué lugar se conectarán los usuarios en el entorno WAN al *site* de contingencia, si existen o no puestos de trabajos alternativos en otro edificio, en otra sucursal o bien si podrán tener actividad desde un sitio fuera de los dominios de la compañía.

Establecer procedimientos de restauración

Una vez finalizada la contingen-



cia, se deberán detallar los pasos necesario para restaurar el *site* principal. Por ejemplo, ¿cómo retornaran la información actualizada al *site* principal los volúmenes de información en el *site* de contingencia? Una de las posibilidades, depende del tiempo transcurrido, es realizar una sincronización inversa o bien se deberá optar por un resembrado total de los volúmenes. En ese caso, se deberá evaluar la utilización de la cinta o bien el traslado del *Data Storage* al ambiente LAN para actualizar los volúmenes del ambiente de producción.

Establecer pruebas de acceso desde cliente interno/oficinas externas

Realizar un plan de pruebas o testeo de los procedimientos de contingencia es fundamental para ajustar los detalles del plan al momento de su aplicación. De esta manera se asegura que en el momento de ocurrencia del siniestro, el plan se encuentre perfectamente probado y con garantía de aplicación exitosa. La simulaciones deben efectuarse con cierta periodicidad o cuando se efectúen cambios de importancia en el plan original.

Beneficios principales

Según lo descrito en este trabajo, los beneficios principales obtenidos con la adopción de esta técnica, en cuanto al resguardo de información y al mantenimiento de la continuidad operativa, son los siguientes:

1. Mejora de los estándares de seguridad.
2. Facilita la implementación de un *site* de contingencia.
3. Automatiza las operaciones de resguardo.
4. Minimiza el tiempo de indisponibilidad de los servicios de TI ante fallos graves.

Adicionales

A las ventajas obtenidas se pueden añadir algunos beneficios secundarios que están asociados y que agregan valor a la solución descrita, logrando una mejor relación en la ecuación de costos y beneficios.

• Ambiente de pruebas

Uno de los aspectos de utilización agregada del *site* de contingencia es



emplear el mismo como ambiente de pruebas.

A toda la infraestructura que ha sido montada para utilización eventual podemos darle un uso alternativo y cotidiano.

La flexibilidad de utilización de tecnología de avanzada de los *Data Storage* permite crear *snapshot* o imágenes de *backups* de los volúmenes replicados en el *site* de contingencia, y a estos nuevos volúmenes los podemos configurar de lectura/escritura sin afectar el volumen original.

Esta tecnología permite montar rápidamente entornos de test *On the Flight*. El ciclo de vida de estos volúmenes puede ser de corto o de largo plazo y podemos crear varios volúmenes de prueba a partir de uno original creando de esta manera escenarios virtuales de prueba. A esta función se la denomina "Clonación de volúmenes" y no conlleva mayores costos y recursos adicionales.

Esta posibilidad está presente para ser aplicada tanto en los volúmenes de datos como en los volúmenes de aplicaciones.

• Archivado a cinta remoto

Más allá de todas estas técnicas de *back ups*, algunos entornos requieren el almacenamiento *Offline* de los datos. Cuando un dispositivo de cinta está unido a un *Data Storage*, los datos

se pueden mover a la cinta periódicamente. Es decir, el *site* de contingencia se puede usar para realizar las operaciones de copia a cinta que antes se hacían en el *site* de producción, de esta manera se alivia el tráfico de datos y la carga de trabajo del *Data Storage* de producción. ■

Agradecimientos

A Darío Jalí de Acsys S.A. por la colaboración y el aporte técnico en este trabajo.

Bibliografía

- Shawn Preissner (2014), *Technical Report Netapp*.
 Virtualización (2014), Sitio web de vmware, <http://www.vmware.com>, acceso 14 de junio de 2014.
 Srinath Alapati, Darrin Chapman (2009), *Technical Report Netapp*.
 Jorge Nardelli (1984), Auditoría y Seguridad de los Sistemas de Computación. Gordon Smith (1998), La última Frontera.
 Robert Murdick y John Munson (1988), Sistemas de Información Administrativa. Microsoft Press, 1996, Fundamentos de Redes.
 BICSI LAN (1996), *Design Manual*.
 Comité 802, 1980, *The Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE).

Sistema automatizado para la medición de la producción bruta

Por **Ing. Martín Romero** (Jefe de Proyectos de Y-TEC)

Este trabajo describe los pasos del proyecto de Y-TEC llamado “Automatización de mediciones para el control de pozos”. Su objetivo es mejorar las mediciones asociadas al control de pozos.

El objetivo de este trabajo se centró en reducir la incertidumbre asociada a la medición en el control de pozos, automatizar el proceso y reducir las instalaciones de superficie, específicamente el tanque de control. Para lograrlo, se realizaron diversas modificaciones en la línea de control de la batería, que incluyeron la instrumentación del separador bifásico, instalado entre otros interruptores de nivel, el transmisor de nivel electrónico, los transmisores de presión y temperatura, en conjunto con el reemplazo de la válvula de control

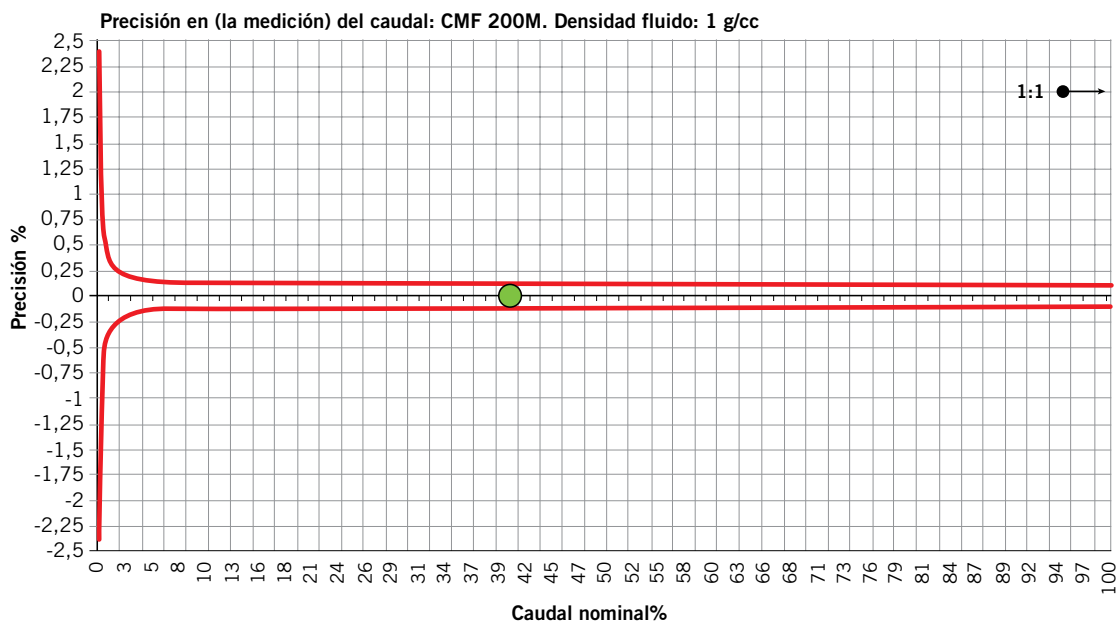


Figura 1. Medición dentro de la curva con menor incertidumbre.

ubicada a la descarga del separador por un nuevo modelo acorde con las condiciones de caudal a operar en el piloto y, finalmente, la implementación de una nueva lógica de control.

El “corazón” del sistema estuvo constituido por la válvula de control y el transmisor de nivel que, en conjunto con la lógica de control, permitieron medir producción bruta con un único caudalímetro –en este caso el modelo CMF200 Micro Motion Altus NOC–, realizando la medición dentro de la curva con menor incertidumbre del medidor de caudal, de forma independiente al pozo ensayado (Figura 1).

El control *on-off* implementado permite trabajar por descargas el líquido dentro del separador, a diferencia del control “modulante” operando previo al piloto. Básicamente, cuando el ingreso de líquido al separador produce un desplazamiento del sensor de nivel (por ejemplo, 80% de su rango máximo), la señal de este actúa sobre la válvula de control, produciendo la apertura de la misma. El caudal de descarga es fijado por el porcentaje de apertura de la válvula (Figura 2).

Debido a que la descarga del líquido dentro del separador produce un desplazamiento de nivel del sensor, cuando este alcanza un nivel inferior (por ejemplo, 15% de su rango máximo), la señal del control de nivel actúa sobre la válvula, mandando al cierre de la misma (Figura 3).

La curva celeste está asociada a la señal de nivel, mientras que la curva

de color negro corresponde a la apertura/cierre de la válvula de control.

La frecuencia de apertura y cierre será diferente entre pozo y pozo, debido a la producción de cada uno.

La figura 4 corresponde a un control realizado durante el piloto. La curva de color amarillo corresponde al caudal de descarga del separador. Este caudal es fijado por el porcentaje de apertura de la válvula y es independiente de la producción del pozo.

La curva de color azul corresponde a la producción promedio del pozo en control. El valor registrado de esta variable es el cargado en el sistema de gestión de producción de la compañía.

Paralelamente, se desarrolló un sistema SCADA, por medio del cual el operador pudo comenzar y/o finalizar los controles, y fue posible fijar el tiempo de ensayo, cargar las variables de densidad para medir corte de agua, niveles de operación del transmisor



Figura 2. Control on-off implementado.

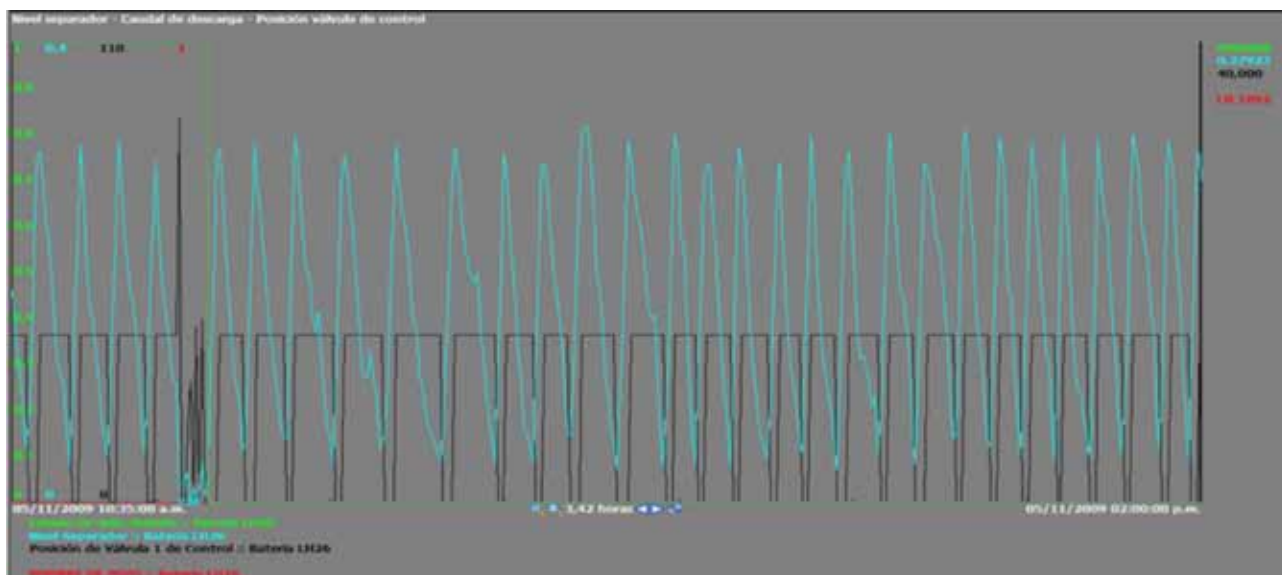


Figura 3. Control on-off, interacción transmisor de nivel-válvula de control.

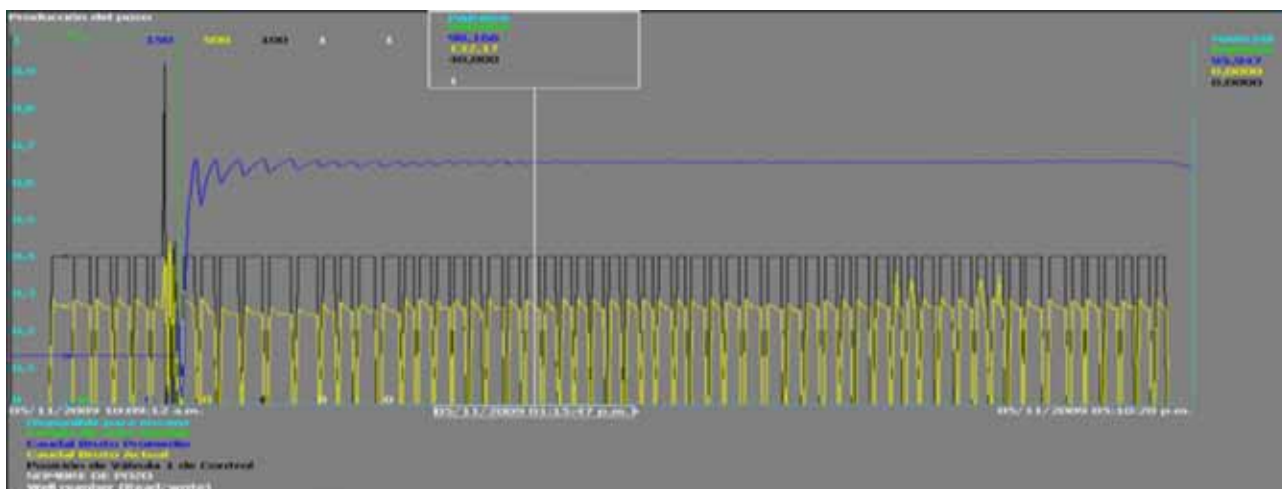


Figura 4. Monitoreo de variables de proceso asociado al control de pozo.

de nivel, alarmas y seguimiento online de las variables monitoreadas.

El sistema de medición permite, en la actualidad, contar con los siguientes beneficios:

- Reducción de costos CAPEX y OPEX.
- Reducción de los tiempos de control de pozo.
- Valor agregado al conocimiento de los RRHH operativos.
- Calidad del dato de medición-reducción de incertidumbres.

YPF dispone de un nuevo sistema de medición, que ha sido evaluado y aprobado en forma conjunta por el personal de Y-TEC y de YPF, con excelentes resultados. Este sistema, actualmente, opera en la batería CG12, como se observa en las imágenes conjuntas.



Esquema de control y su interacción con la instrumentación implementada. Multifásico helicoidal.



Martín Romero es ingeniero por la Facultad de Ingeniería Electrónica de la Universidad Nacional de Mar del Plata. Posgrado en Especialización en Seguridad e Higiene Industrial en la Universidad Tecnológica Nacional-FRLP. Sus líneas de trabajo son el control y la medición de producción en E&P y estudios prospectivos de nuevas tecnologías. Desde 2007, es miembro activo de la Comunidad de Mediciones de YPF.

Relación entre precisión *versus* rangeabilidad caudalímetro másico.

Es de destacar que este sistema está en proceso de patentamiento tanto en la Argentina como en los Estados Unidos y ha sido presentado en diversos *workshops* nacionales e internacionales, como el *Emerson Global Users Exchange*, *IAPG, Technology Forum Mature Fields YPF-Innovation in Measurement Process*.

Agradecimientos

A Claudio Alonso, Miguel Gutiérrez, Eduardo Montenegro, Luis del Zotto, Diego Puertas, Cristian Pavesi, Ricardo Pérez Aira, Máximo Ruíz y Osvaldo Lazzari. ■



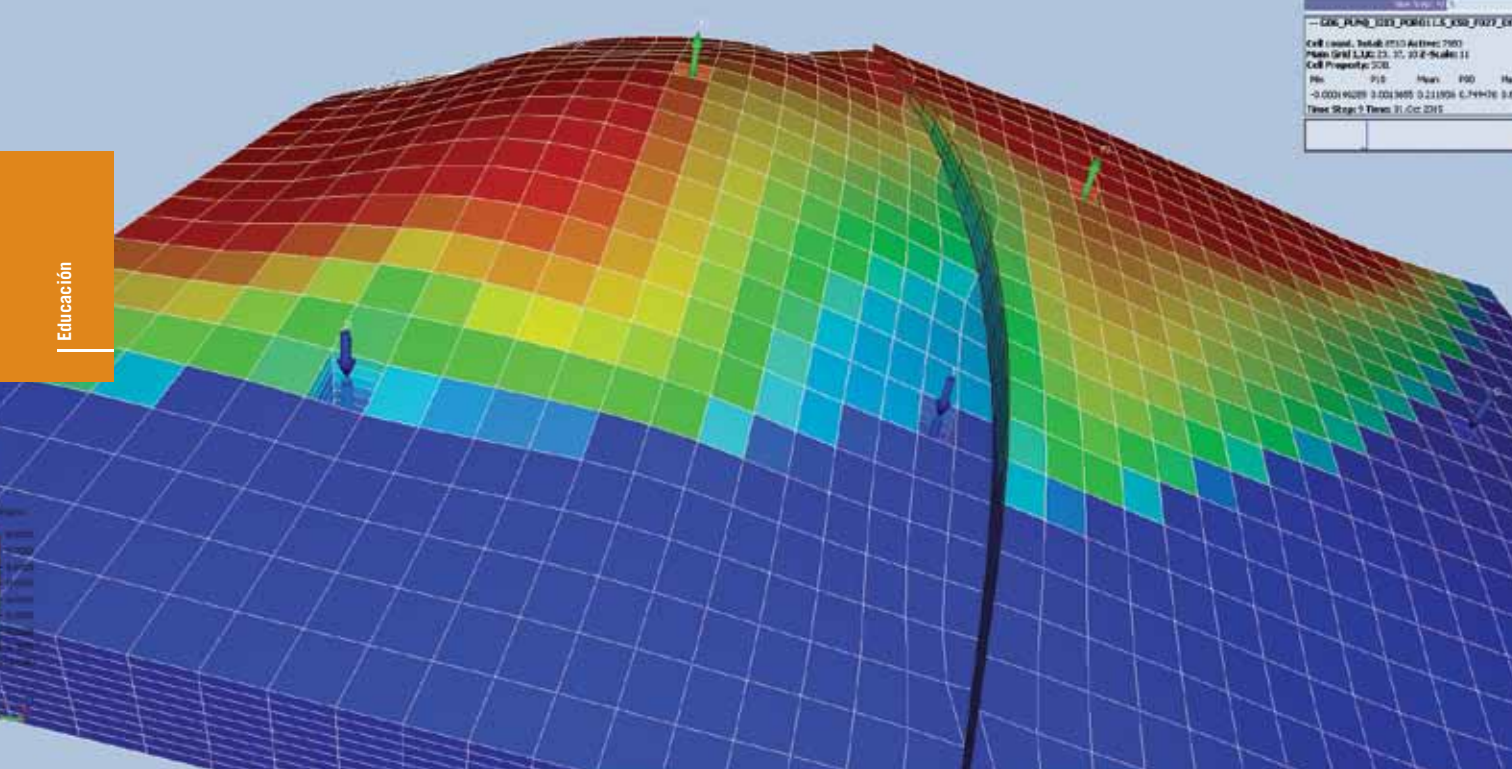
Petrollier

Servicios de Consultoría
Excelencia en Evaluación de Formaciones
40+ años de experiencia en la Industria

- Evaluación e interpretación de registros de pozo
- Areniscas arcillosas, litologías complejas, tight, shale, etc.
- Reevaluación de áreas y estudios para licitaciones
- Experiencia regional

Carlos Ollier
Nelson Ollier

www.petrollier.com
contact@petrollier.com
 Tel: +54 11 4792 3190



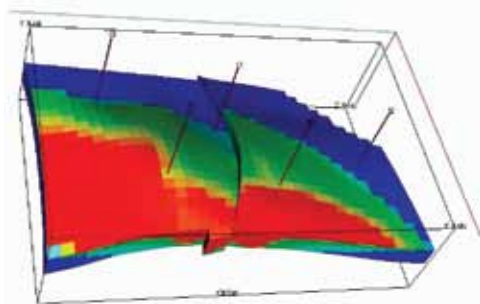
Construyendo puentes entre la Industria y la Academia

Por *Eleonora Erdmann* y *Alexis Airala*

El Centro de Simulación de Reservorios es el nuevo espacio generado por el Departamento de Ingeniería en Petróleo del Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA) para fortalecer la relación entre la Universidad y la Industria petrolera.

El Departamento de Ingeniería en Petróleo del ITBA como vector e incubadora de proyectos materializa la inquietud de un grupo de alumnos y docentes. Esta inquietud dio lugar a un modelo similar al de la formación de cristales, el modelo de “nucleación y crecimiento”. El núcleo, en este caso, es un proyecto de iniciación a la investigación y el crecimiento a través del impulso y posterior creación de este grupo de estudios formalizado con la creación del Centro de Simulación de Reservorios (CeSimRes), que fue presentado en el marco de las 2° Jornadas de Simulación organizadas por el IAPG durante los días 7 y 8 de julio de 2015.

En muchos casos la industria está un paso adelante de la educación formal, y en especial, formar ingenieros en petróleo con experiencia en un área en particular es un proceso largo y costoso para las empresas. En el caso de la investigación y el desarrollo de técnicas que incrementen el valor y la aplicabilidad de las tecnologías de simulación numérica y analítica de reservorios se trata de áreas donde los profesionales son muy requeridos. El Departamento de Ingeniería en Petróleo del ITBA, consciente de lo acotado de los tiempos en la necesidad de respuestas, plantea un acercamiento entre profesionales ya formados de la industria y estudiantes avanzados de modo de formar futuros referentes en esta área y proveer soluciones creativas a problemáticas típicas de la industria. Muchas veces las empresas no encuentran un espacio para el desarrollo de estas temáticas debido al manejo de múltiples proyectos, lo que resulta una alta carga de trabajo limitando el recurso del tiempo.



El objetivo de este proyecto es trabajar en todos los aspectos de la ingeniería de reservorios de la industria, la comunidad y los intereses del estudiantado. Se aspira a colaborar en las mejoras metodológicas de las simulaciones, testear herramientas nuevas, encontrar soluciones a problemáticas de la industria y actuar de referente técnico de los temas asociados al modelado dinámico.

Es importante destacar que se pretende abordar la I+D en temáticas donde la industria detecte una necesidad concreta que pueda fomentar la sugerencia en temas específicos sobre los cuales se firmen convenios de colaboración con el Centro.

Esta iniciativa, a su vez, apunta a movilizar, motivar y promover a los estudiantes, profesionales e industrias a de-



sarrollar actividades de investigación y de desarrollo local de técnicas y aplicaciones que optimicen la explotación y el uso de la energía.

Previo a la creación de este Centro, el grupo liderado por los ingenieros Martín Alvarado y Rogelio Luperne Loustau, ha trabajado en proyectos de optimización con el empleo de Matlab y Eclipse en combinación con herramientas *open-source*, como MRST del SINTEF.

Algunas de las temáticas que se esperan abordar son las siguientes:

- Técnicas de modelado, optimización y resolución numérica.
- Modelos proxy y upscaling.
- Grillas no estructuradas.
- Simulación de reservorios con recuperación secundaria y técnicas de EOR.
- Simulación de reservorios no convencionales (integración con geomecánica).
- Simulación con *streamlines*.
- Generación de mejores prácticas.

Los integrantes de este Centro agradecen a la *Comisión de Producción y Desarrollo de Reservas* del Instituto Argentino del Petróleo y el Gas (IAPG) por el espacio brindado durante las 2° Jornadas de Simulación, para la presentación de nuestra propuesta. Un especial agradecimiento al Ing. Fernando Tuero de VYP Consultores que colaboró para que esto sea posible. ■

Eleonora Erdmann es directora de la carrera Ingeniería en Petróleo del ITBA y directora de la Especialización en Terminación de Pozos en Reservorios No Convencionales (Shale y Tight) y Coordinadora de la doble diplomatura ITBA-IFP de la Especialización en Producción de Petróleo y Gas Natural (ITBA), y la Maestría de Geociencias e Ingeniería de Reservorios del Instituto Francés del Petróleo (IFP). Posee un Doctorado en Ciencias de los Materiales por la Universidad Nacional de Mar del Plata y es Ingeniera Química de la Universidad Nacional de Salta.

Alexis Airala es estudiante avanzado de Ingeniería en Petróleo en el ITBA, ayudante de la cátedra "Simulación de Reservorios" y es integrante del Centro de Simulación de Reservorios. Trabajó en VYP Consultores como pasante de Ingeniería en Reservorios realizando estudios de simulación numérica y de optimización de campos en recuperación secundaria.





Congresos y Jornadas

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



ASOCIACIÓN REGIONAL DE EMPRESAS DEL SECTOR
PETRÓLEO, GAS Y BIOCOMBUSTIBLES
EN LATINOAMÉRICA Y EL CARIBE

Los que se fueron

El futuro de la exploración y producción de gas natural *offshore*, en un encuentro de ARPEL

El futuro de la exploración y la producción de petróleo y gas natural costa afuera fue el tema de debate de mesa redonda de ARPEL. En efecto, la ciudad de Montevideo fue sede de la mesa redonda “Mejores prácticas en exploración y producción costa afuera en tiempos de crisis”, organizada por la Asociación Regional de Empresas del Sector Petróleo, Gas y Biocombustibles en Latinoamérica y el Caribe (ARPEL) y el Consejo Mundial del Petróleo (WPC, por sus siglas en inglés).

Casi un tercio del petróleo y un cuarto del gas natural consumido en el mundo proceden de áreas submarinas, y los pronósticos muestran un continuo crecimiento de la producción en regiones tradicionales costa afuera y un desarrollo significativo en nuevas áreas.

En el contexto mundial actual de bajos precios del petróleo, expertos internacionales analizaron las estrategias y las metodologías para que la actividad de exploración y producción de petróleo y gas natural costa afuera resulten económicamente viables y sostenibles en el tiempo.

El presidente de ANCAP, José Coya, expresó: “Uruguay, desde hace ya algunos años, ha desarrollado una política energética que quiero destacar porque además de ser una política conducida y dirigida desde el Ministerio de Industria, ha sido también muy participativa, comprendida y aplicada a lo largo y lo ancho de todo lo que es la política en el Uruguay, los sectores políticos, los partidos políticos, y por lo tanto, destaco que este Uruguay de hoy, bajo la lógica de una política de esta naturaleza, nos ha permitido a nosotros desde ANCAP iniciar estos procesos de actividad en el caso de la exploración petrolera de una forma muchísimo más racional y más compartida”.

“Desde ANCAP procuramos ser una buena punta de lanza para que esta actividad definitivamente se consolide en Uruguay. De hecho, estamos en un proceso muy avanzado, tenemos el primer semestre del año que viene seguramente muy buenas actividades relacionadas con el *offshore* y *onshore* uruguayo, y esto es sumamente importante para nosotros porque promueve en estos tiempos la necesidad de seguir pensando que estas actividades son sumamente importantes para nuestras empresas”, afirmó.



“La integración regional y mundial en estos temas es absolutamente fundamental”, concluyó Coya.

Por su parte, el secretario ejecutivo de ARPEL, Jorge Ciacciarelli, dijo que ante un escenario de bajos precios “la cooperación entre empresas y entre las empresas y los gobiernos es el camino para conseguir una mayor eficiencia en las operaciones y en la gestión, y por lo tanto, transformar la actual coyuntura en una oportunidad. A su vez, la cooperación es clave para mantener la actividad en la región puesto que los compromisos de seguridad energética, con equidad social y sostenibilidad ambiental, son proyectos a largo plazo”.

En tanto, el director general del World Petroleum Council, Pierce Riemer, manifestó que ninguna otra industria trabaja en los extensos horizontes de tiempo que trabaja la industria de petróleo y gas: “Sabemos que la población está aumentando y que la intensidad energética está aumentando. Sabemos que una buena parte de la población mundial necesita energía y estamos ayudando a que muchas poblaciones salgan de la pobreza”, aseguró.

“Tenemos nuestros críticos y todos sabemos que no somos perfectos, pero somos extraordinariamente buenos en lo que hacemos. Somos esenciales para la vida moderna. Somos responsables del crecimiento económico, lo hemos sido por más de 150 años y lo seremos en los próximos 100 años. Sin energía no hay crecimiento, no hay avance alguno y, por ende, no hay progreso social”, destacó Riemer.

La mesa redonda contó con la participación de representantes de ANCAP, Total E&P do Brasil, Exxon Mobil, Instituto Brasileiro de Petróleo, Gas y Biocombustibles, Schlumberger, Embraer, Accenture, Center for Offshore Safety y del Consejo Mundial del Petróleo.

El acto de clausura estuvo a cargo del vicepresidente de Membresías del WPC, Pedro Baridón y del presidente del Directorio de ARPEL, Benito Piñeiro.

La mesa redonda fue una de las piedras angulares de las celebraciones del 50 aniversario de ARPEL, asociación fundada el 2 de octubre de 1965 como vehículo de cooperación y asistencia recíproca entre empresas de petróleo y gas que operan en América latina y el Caribe, y que tiene como faro promover la búsqueda permanente de la excelencia operacional en el sector.

Los que vendrán

AOG 2015 y el 2° Congreso Latinoamericano y del Caribe de Perforación



Exposición Internacional del Petróleo y del Gas



Del 5 al 8 de octubre próximos, el IAPG organizará la Argentina Oil & Gas Expo 2015, la exposición reúne a los principales protagonistas del sector del petróleo, gas tanto en reservorios convencionales como no convencionales; y energías renovables y se constituye en el marco propicio de negocios para que las empresas de la industria expongan productos, servicios y tecnologías.

En simultáneo, se realizará el 2° Congreso Latinoamericano y del Caribe de perforación, terminación, reparación y servicios de pozos junto con la Asociación Regional de Empresas del sector Petróleo, Gas y Biocombustibles en Latinoamérica y el Caribe (ARPEL) que contará con la presencia de destacados oradores de nivel internacional y su temática se enfocará en dar respuesta a la creciente demanda de conocimientos acerca de los desafíos de la perforación en la coyuntura energética actual.

Algunos de los temas que se planean abordar serán nuevas tecnologías; automatización de equipos; seguridad, salud ocupacional y medio ambiente; operaciones *off-shore* en aguas profundas; pozos horizontales y multilaterales; operaciones en yacimientos maduros; fluidos de perforación, terminación y reparación; cementación y estimulación; operaciones en yacimientos no convencionales (*tight gas, shale oil/shale gas*, petróleos pesados, etc.); integridad de pozos; abandono de pozos; geomecánica de rocas; capacitación y desarrollo del personal de perforación; tubulares; control de pozos: estudio de casos y sistemas de transporte de los equipos de perforación sin desmontar para distancia cortas (por medio de rieles y *walking systems*).

Además, la Expo albergará diversas conferencias de expositores, donde las empresas más prestigiosas del sector ofrecerán charlas técnicas sobre diversos temas de interés, presentaciones comerciales, novedades de productos y demostraciones.

Se espera la participación de unas 250 empresas en una superficie de 35.000 m² y la visita de más de 20.000 visitantes, entre ellos profesionales y empresarios del sector.

1° workshop IAPG-EAGE sobre Geofísica para no convencionales



Del 3 al 6 de noviembre de 2015, el IAPG realizará por primera vez junto a la *European Association of Geoscientists*

and Engineers (EAGE) un workshop sobre Geofísica para no convencionales.

En este encuentro, que se realizará en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, se analizarán las disciplinas geofísicas involucradas en la descripción, comprensión y puesta en imagen de los reservorios de *shale*. Y se apuntará a empujar los límites de las técnicas que se aplican actualmente.

Entre los temas que se debatirán, se encuentran la interpretación sísmica, la caracterización sísmica del reservorio, incluyendo física de rocas, inversión elástica y anisotropía sísmica; las nuevas herramientas para grabación y procesamiento; microsísmica de pozos y los métodos no sísmicos, entre otros.

El llamado a presentar trabajos está abierto hasta el 30 de junio de 2015. Más información: www.iapg.org.ar

4° Congreso Latinoamericano y del Caribe de Refinación



El sector de la refinación tendrá también su evento en 2015, con el 4° Congreso Latinoamericano y del Caribe de Refinación que organizan el IAPG y la Asociación Regional de Empresas del Sector Petróleo, Gas y Biocombustibles en Latinoamérica y el Caribe (ARPEL) del 17 al 20 de noviembre próximos, en el Hotel Sheraton de la Ciudad de Mar del Plata.

Con el lema "Hacia la excelencia operativa", se espera generar un debate dinámico que permita el intercambio de información y la actualización del conocimiento de todos los profesionales involucrados con este importante segmento del *downstream* de la industria del petróleo. Durante el evento se realizarán presentación de trabajos técnicos en sesiones orales y de posters, mesas redondas y conferencias con destacados expertos en los temas que se ocupan de la refinación, entre ellos las perspectivas de calidad de crudos y los desafíos para el parque refinador, la excelencia de las operaciones y la gestión del conocimiento y la capacitación profesional.

Más información: www.iapg.org.ar

2016: llega el 3° Congreso Latinoamericano y 5° Nacional de Seguridad, Salud Ocupacional y Ambiente en la industria de los Hidrocarburos

Los conceptos de Seguridad, Salud Ocupacional y Ambiente (SSOA) son valores superiores que han acompañado sistemáticamente al desarrollo de la industria petrolera. Los profundos cambios tecnológicos de los últimos años



3° Congreso Latinoamericano y 5° Nacional de Seguridad, Salud Ocupacional y Medio Ambiente en la Industria del Petróleo y del Gas

22 al 26 de agosto de 2016

vinculados a la industria hidrocarburífera y las crecientes exigencias en materia de Seguridad, Salud Ocupacional y Ambiente nos plantean nuevos desafíos.

Consciente de la importancia que el tema presenta, el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, tiene el agrado de convocar a quienes están directa o indirectamente vinculados con la temática a participar en el 3° Congreso Latinoamericano y 5° Nacional de Seguridad, Salud Ocupacional y Ambiente en la industria de los Hidrocarburos, que está organizando a través de su Comisión de Seguridad, Salud Ocupacional y Ambiente, y que se llevará a cabo del 22 al 26 de agosto de 2016 en la ciudad de Buenos Aires.

Los objetivos serán compartir estrategias y experiencias que logren la integración articulando las diversas disciplinas, para una gestión segura y sustentable; generar un ámbito de intercambio y construcción de conocimiento; aprovechar la presencia de especialistas nacionales e internacionales para realizar contactos y discutir problemas en el campo de protección del ambiente y la seguridad.

2016: 6° Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas de Hidrocarburos



6TO. CONGRESO IAPG

Producción y Desarrollo de Reservas

HACIA UN DESARROLLO DE RECURSOS SUSTENTABLE

El Instituto Argentino del Petróleo y del Gas convoca al 6° Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas de Hidrocarburos, que se desarrollará del 24 al 27 de octubre



de 2016 en el Hotel Llao Llao, en San Carlos de Bariloche, Provincia de Río Negro.

Bajo el lema "Hacia un desarrollo de recursos sustentable" y a través de la presentación de trabajos técnicos, mesas redondas y conferencias, el congreso abordará un amplio temario sobre ingeniería, operaciones en yacimientos, geociencias, reservorios convencionales, operaciones en pozos, economía medio ambiente, comunidades y capacitación.

Más información: www.iapg.org.ar



- :: MANAGEMENT DE PROYECTOS**
- :: ESTUDIOS DE PREFACTIBILIDAD**
- :: EVALUACIONES TECNICO - ECONOMICAS**
- :: ASISTENCIAS EN NUEVAS OPORTUNIDADES DE NEGOCIOS**

BUENOS AIRES
Tucumán 540 - Piso 12 - C1049AAL
Tel.: (5411) 4394-1783

HOUSTON
4801 Woodway, Suite 100W, TX 77056
Phone: 281-914-4738

www.petroconsult-co.com - info@petroconsult-co.com

NOVEDADES DE LA INDUSTRIA

3M realizó “Eferveciencia”

La innovación y la ciencia fueron protagonistas de Eferveciencia, un ciclo de conferencias de divulgación científica realizado por 3M, con el fin de poner en marcha grandes ideas y con la intención de experimentar cómo y cuándo nacen.

Las conferencias son realizadas por cuatro mentes científicas argentinas reconocidas: Juan Pablo Paz (doctor en Física, especialista en el campo de la Computación cuántica), Galo Soler Illia (doctor en Química especializado en Nanotecnología), Mariano Sigman (licenciado en Física y doctor en Neurociencia por la Rockefeller University of New York) y Miguel Ángel Blesa (doctor en Química de la Universidad Nacional de La Plata).



Cada uno de ellos es experto en un campo específico de la ciencia, y participaron de una forma muy dinámica: en lugar de que cada científico expusiera sobre una temática específica, se propuso que cada uno continuara la exposición del anterior, a partir de un punto determinado por un coordinador, pero desde su propia perspectiva. Así sucesivamente, uno por turno, uno por vez. Tal como avanza la ciencia: una idea, que sigue a la otra, que sigue a la otra.

Eferveciencia buscó reproducir ante los ojos del público un proceso creativo: encontrar o hacer nacer nuevas ideas, a partir de aplicar una manera de pensar diferente a una idea anterior. Los componentes esenciales para que este concepto se pueda llevar adelante, basado en las herramientas elegidas de Cadáver Exquisito y Pensamiento Lateral, aplicadas por primera vez para una conferencia científica, se apoyan en ideas Aleatorias, utilización de analogías, métodos de inversión y fraccionamiento o división.

Los asistentes, además de llevarse una experiencia diferente y emocionante, pudieron ver cómo se gesta un concepto, idea o pensamiento basado en diferentes puntos de vista. Cada uno pudo vivir esa experiencia como una fuente de inspiración que los llevó a pensar de manera distinta dentro de su proceso de toma de decisiones y ver cómo producir ideas que estén fuera del patrón de pensamiento ha-

bitual, mediante provocaciones del pensamiento, lo cual les permitió encontrar diferentes, nuevas e ingeniosas respuestas para problemas ya conocidos. Los espectadores vieron el proceso de intercambio de ideas a partir de tópicos que atravesaron, de manera transversal, todas las disciplinas de la ciencia y como resultado de la interacción de los cuatro científicos elegidos y sus mentes creativas.

La experiencia puede verse en https://www.youtube.com/watch?v=RTzlex_9oSA

Hempel lanza nueva identidad de marca global



Luego de ostentar un récord de ventas y de beneficio neto en 2014, la empresa Hempel cuenta con más motivo de celebración, ya que lanzó al mercado una nueva identidad de marca para destacar su afán de ofrecer soluciones de recubrimiento completas a los clientes.

El nuevo logo de Hempel, conocido como “hélice”, simboliza las dinámicas capas y movimiento del mezclar recubrimientos y, al mismo tiempo, es indicativo de la empresa global y conectada en la que se ha convertido Hempel. La nueva identidad ha sido diseñada para afirmar la posición de Hempel como un socio innovador y progresista en soluciones de recubrimientos.

La decisión de integrar todas las comunicaciones visuales de Hempel en un solo estilo coherente es parte de la estrategia de la empresa para trabajar y sentirse como “un Hempel”, proponiéndoles a los clientes soluciones confiables que ofrecen el más alto nivel de rendimiento y eficiencia. A medida que el negocio se expande y absorbe las nuevas adquisiciones y se extiende a nuevos mercados, la importancia de una única marca en todo el mundo se hace aún más significativa.

Hempel está presente en más de 80 países y ofrece soluciones de confianza en los mercados industrial, decorativo, marino, de contenedores y yates, en consecuencia es una verdadera potencia mundial en la industria de los recubrimientos. La Fundación Hempel, única propietaria de la empresa, también adoptará la nueva identidad de marca. Esta alineación ha de garantizar la coherencia absoluta en todas las iniciativas comerciales, sociales y caritativas de Hempel.

La nueva identidad ha sido desarrollada en colaboración con la consultora global en diseño e innovación Dragon Rouge. Hempel comenzó con la implementación de la nueva identidad en julio de 2015 que seguirá hasta principios de 2016.



Premian a YPF por dos campañas

YPF fue galardonada con dos Effie de Plata por sus campañas de Serviclub y de I, en las categorías Programas de Fidelización y Accesorios para Vehículos, por su creatividad, originalidad, estrategia y resultados. Los premios Effie se especializan en publicidad efectiva: la que de verdad funciona.

La campaña de Serviclub fue realizada por la agencia Kepel & Mata y muestra de una forma divertida y original cómo el gato Beto, ícono de las distintas campañas de comunicación del producto, disfruta de escapadas y distintos beneficios con la tarjeta.

YPF Serviclub se convirtió en un programa de beneficios con alto crecimiento; la plataforma ya cuenta con más de un millón de socios activos, una red de beneficios y descuentos en más de 5.000 establecimientos adheridos en todo el país que operan sobre más de diez rubros: pasajes, hoteles, restaurantes, compras, cines, teatros, excursiones y distintos servicios para el viajero y el automóvil.

Por su parte, la campaña de Infinia fue producida con efectos especiales de última generación. Bajo el lema “Con Infinia tu auto no solo parece que anda mejor: anda mejor”, la campaña se focalizó en los atributos del producto como máximo octanaje y agentes multipropósito que limpian y protegen los motores. Y la estrategia fue posicionarla como una marca capaz de articular la potencia y la inteligencia.

Los premios Effie fueron creados en 1968 por la American Marketing Association, New York, y desde entonces han recibido el reconocimiento de anunciantes y agencias, como los premios de máxima relevancia en la industria publicitaria.

En el año de su décimo aniversario, Effie Awards Argentina reunió a los más importantes profesionales de la industria publicitaria para celebrar las ideas que supieron combinar creatividad, estrategia y resultados. La ceremonia de entrega, con récord de asistentes, tuvo lugar en el Tattersall de Palermo, en Buenos Aires. Este reconocimiento, que fue recibido en el escenario por el equipo completo de la Vicepresidencia de Comunicación y Relaciones Institucionales de YPF, se suma a los ya obtenidos por otras campañas de comunicación implementadas por la compañía en los últimos tres años, entre los que se destacan los Premios Mercurio 2013 y 2014, por la campaña de educación vial (Ases al Volante) y el plan de marketing que se implementó por el lanzamiento del Bono YPF, respectivamente.

YPF también fue premiada por las campañas en apoyo a la Selección Argentina de Fútbol durante el mundial de Brasil con un Lápis de Oro y uno de Bronce. En ese mismo año, la Cámara Argentina de Anunciantes, junto a la Asociación Argentina de Agencias de Publicidad, galardonó a YPF con el premio Buenos Anuncios. En 2014 YPF obtuvo el premio a la Gran Marca Argentina, otorgado por la American Marketing Association.

Por su parte, la Fundación YPF fue reconocida por sus acciones sociales y de comunicación. Este año recibió tres Premios Eikon por su Campaña Sembrar Vocaciones, sus planes de acción Añelo Sostenible y Las Heras Sostenible y la campaña Vos y la Energía.

YPF: récord de producción en Chubut

Al cierre del mes de mayo la producción de petróleo de YPF en Chubut alcanzó los 6.077 metros cúbicos diarios, que la ubica como la mayor producción de petróleo mensual desde enero de 1981. Cuando se observa la evolución en los últimos tres años, la producción de petróleo muestra un incremento del 18% y la producción de gas, del 29%. Son los índices de crecimiento más altos de los últimos 30 años.

Estos resultados constituyen el producto de la actividad desplegada por la compañía en los yacimientos que opera en Chubut, los que se caracterizan por ser formaciones maduras (con más de 80 años de actividad), donde las técnicas de recuperación secundaria están dando excelentes resultados.

Se destacan especialmente los resultados alcanzados en el yacimiento Restinga Alí, que fue completamente recuperado por la compañía, y que lleva acumulado un crecimiento de la producción de más del 235%. En el yacimiento El Trébol-Escalante, en tanto, la producción de petróleo aumentó un 28% y el área Zona Central-Cañadón Perdido registró un aumento de producción del 27% cuando se comparan los años 2012 y 2015.

Para darle impulso a esta actividad, YPF lleva invertidos en la provincia más de 1000 millones de dólares en estos tres últimos años, con 6 equipos de perforación, 12 de *work over* y 8 *pulling* activos en la provincia.

Por último, es importante desatacar el compromiso que mostraron los trabajadores de la provincia, ya que se pudieron llevar adelante las actividades en un marco de diálogo y paz social que constituyeron la base para el logro de estos resultados.



Medidor de gas húmedo sumergible de Roxar

La próxima generación de medidores submarinos Wet-gas Meter de Roxar, de Emerson Process Management, ha sido creada para obtener mediciones precisas de la producción, reducir los riesgos y mejorar la garantía del caudal en los campos de gas y gas condensado.

Hidratos, corrosión, incrustaciones y formación de conos de agua en el tanque representan grandes desafíos para los productores de gas mar adentro, además son causadas por la formación de filtraciones de agua en el pozo. El nuevo medidor permite una detección temprana de agua en los pozos de gas. El medidor incluye sensibilidad incomparable al agua, precisión y rápida respuesta que se ajustan con el primer sistema integrado de medición de la salinidad de la industria.

Las mediciones por microondas del dispositivo y el análisis multivariado son funcionales en todas las condiciones de los campos y composiciones líquidas. El medidor detecta los cambios en el contenido del agua del pozo tan poco como 0,2 ppm (partes por millón). Esta es una sensibilidad que nunca se ha logrado antes y que representa una cantidad menor a una gota de agua que se distribuye en partes pequeñas en un volumen igual al de cuatro tanques de camiones de carga.

El medidor submarino de próxima generación Wetgas Meter de Roxar genera una especificación de la incertidumbre de $\pm 0,02\%$ abs WVF (Water Volume Fraction, Fracción del volumen del agua) en una GVF (Gas Void Fraction, Fracción de vacío de gas) 99-100%. Otros beneficios clave para los operadores incluye:

- a. Estrategias para el mejoramiento de hidrocarburos y la medición de la distribución. El medidor de gas húmedo ofrece mediciones de hidrocarburos precisas y en tiempo real para cumplir con las obligaciones de distribución fiscal de los operadores. Esto se debe a la funcionalidad de análisis multivariado del medidor y una medición confiable de tres fases que se basa en una microonda de alta precisión y un densitómetro gamma. La funcionalidad de análisis multivariado también brinda independencia PVT (Presión, Volumen, Temperatura) en fracciones de agua, especialmente en caudales altos de GVF.
- b. Mediciones precisas de la salinidad y la formación de agua. El nuevo medidor incluye el primer sistema dedi-



cado a la medición en línea de la salinidad de la industria que indica al ingeniero del tanque si la formación de agua se está filtrando en el caudal. Combinado con una alta sensibilidad y medición del agua es una herramienta poderosa y única para la detección temprana de filtraciones de agua debido a las formaciones, así como la optimización de los índices de inyección para el MEG, incrustaciones e inhibidores de corrosión.

- c. Máximas velocidades, flexibilidad y solidez de todas las condiciones del tanque. El medidor está idealmente acondicionado para cambiar las condiciones operativas y composiciones de líquidos variables que se dan en los campos de gas y gas condensado. Las velocidades de medición que van a veinte veces por segundo permiten que se tomen acciones inmediatas para proteger la integridad del sistema submarino y mantener la garantía del caudal.

TGS presentó su Reporte de sustentabilidad

La empresa Transportadora de Gas del Sur (TGS) presentó una nueva edición del Reporte de sustentabilidad, una herramienta de comunicación que muestra cómo el concepto de sustentabilidad atraviesa transversalmente todas las áreas y se vincula con los aspectos operativos del negocio.

El Reporte de sustentabilidad, en su quinta edición consecutiva, presenta detalles sobre la política, lineamientos e implementación de acciones que reflejan el compromiso con la sustentabilidad de su servicio público de transporte de gas natural.

El contenido es el reflejo de cómo trabajan en TGS, teniendo en cuenta todos los aspectos de la sustentabilidad: el Gobierno corporativo de su gestión, la sostenibilidad del negocio, el respeto por el medio ambiente, la mejora en la calidad de vida de sus empleados y la colaboración con las comunidades con las que interactúa cotidianamente.

A su vez, el desafío implica no solo ofrecer productos y servicios de calidad que generen utilidad y empleo, sino

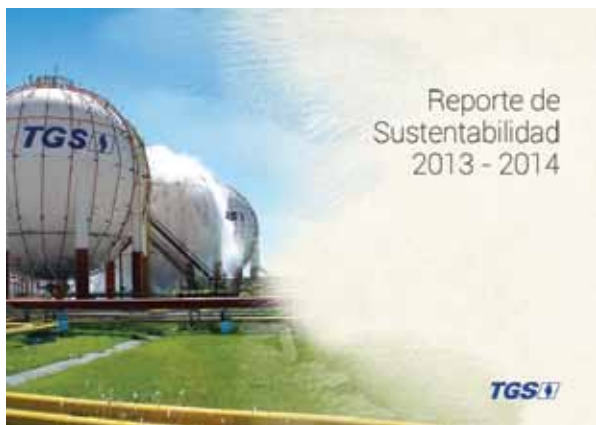
Nuevo

REGISTROS DE POZO
PRINCIPIOS Y APLICACIONES

Alberto Khatkhichian

**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
Enrique Santos Discépolo 1875 - Bs. As.
www.sbs.com.ar



también aportar en la búsqueda de soluciones para resolver las problemáticas que aquejan a nuestros grupos de interés.

TGS cree que transportar calidad de vida es mucho más que transportar gas: es llevar la energía que el país necesita para crecer y para mejorar la calidad de vida de las personas.

Nuevo director general de Sener

El grupo de ingeniería y tecnología Sener ha reforzado su organigrama en el área de Ingeniería y Construcción con el nombramiento de Álvaro Lorente como Director General Internacional, una posición adjunta a la de la Dirección General Corporativa de Sener que encabeza Jorge Unda.

Álvaro Lorente tendrá como principales cometidos velar por la consolidación y la apertura de oficinas de Sener en nuevas áreas geográficas y actuar como vínculo entre el director general y los Country Managers de la empresa. Este nombramiento confirma el progresivo crecimiento de Sener, con más de una veintena de oficinas en todo el mundo y una facturación superior a 1.305 millones de euros (datos de 2014).

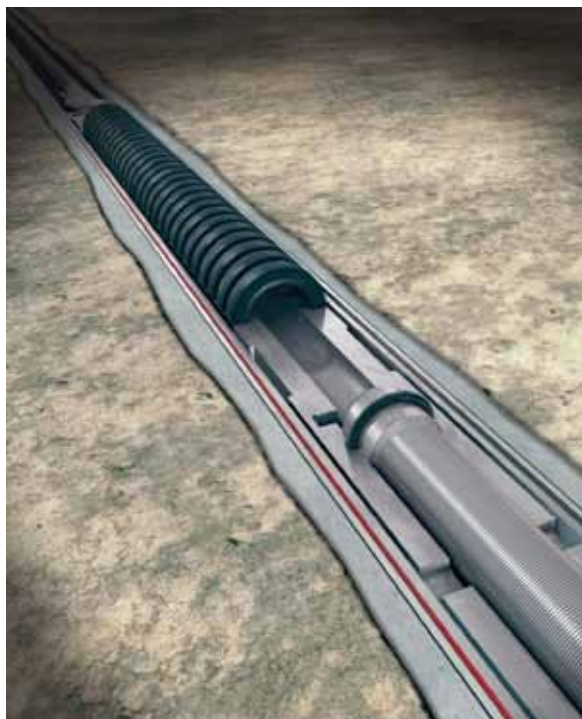
Para atender estas nuevas responsabilidades, Álvaro Lorente deja su cargo de Director General de Torresol Energy (empresa participada en un 60% por Sener), cargo que ocupa desde 2008 y que en los últimos años compaginaba con la Dirección General del área de Energía y Medio Ambiente del grupo SENER.

Álvaro Lorente es ingeniero industrial por la Universidad Pontificia Comillas E.T.S. de Ingenieros Industriales I.C.A.I. de Madrid, en la especialidad de Electrotecnia, y PDG por la escuela de negocios IESE. En 1991 se une a Sener, don-



de ha desempeñado la dirección de proyectos industriales y de proceso en modalidad llave en mano, la Jefatura de la sección Mecánica, así como la Dirección de Operaciones del negocio de Power, Oil & Gas de Sener. A lo largo de su carrera profesional ha trabajado, entre otros, en los proyectos RB4 Petronor de reducción de benceno en gasolinas, Vitatene de Antibióticos de León, metro de Lisboa, terminal de regasificación de Sagunto, central de ciclo combinado Aceca o las plantas solares termoeléctricas Gemasolar, Valle 1 y Valle 2, con tecnología propia desarrollada y patentada por Sener.

Nueva bomba tolerante a la arena, de Weatherford



Weatherford International plc presentó al mercado la nueva bomba mecánica tolerante a la arena –la sand-tolerant pump (STP)–, la más reciente adición a su portafolio de sistemas de levantamiento artificial. Esta nueva solución, una alternativa para las bombas mecánicas de varilla convencionales, puede retrasar el declive de la producción, optimizar la vida de los pozos con altas tasas de producción de arena y reducir el número de intervenciones.

La bomba mecánica tolerante a la arena de Weatherford ha sido diseñada para operar a profundidades de hasta 9,000 pies (2,743 m). Su diseño previene la abrasión causada por acumulación de arena en la interfaz del barril/pistón (émbolo), la cual puede reducir la eficiencia de la bomba u ocasionar fallas totales. Un conjunto único de limpiadores y filtros reducen los daños ocasionados por la arena moviéndola hacia arriba a través de la bomba y lejos de esta área crítica. Resultados obtenidos en numerosas pruebas de campo han demostrado que la vida útil de esta bomba puede ser 5,5 veces mayor a la de las bombas de varilla convencionales en entornos de arena.

“La bomba tolerante a la arena es una demostración de cómo las mejoras hechas en los diseños de bombas de varillas convencionales pueden incrementar la vida útil y mitigar los daños provocados por la arena. El tiempo de vida útil récord de nuestra bomba en ambientes hostiles con alta carga de arena superó los 780 días”, dijo Bob McDonald, vicepresidente de Sistemas de Bombeo Mecánico de Weatherford. “Trabajamos constantemente en el desarrollo de tecnología innovadora que pueda ayudarle a nuestros clientes a compensar las tasas de declive de sus pozos a través de la optimización de la producción y la mejora de las tasas de recobro”, añadió.

La bomba está disponible en la mayoría de los tamaños del American Petroleum Institute (API) y soporta temperaturas de hasta 360 °F (182 °C). Al lubricar y mantener libre de arena la interfaz del barril/piston, la bomba tolerante a la arena de Weatherford proporciona un desempeño eficiente y confiable y una vida útil extendida.

Con esta reciente adición, Weatherford se ratifica como el proveedor con el más completo portafolio de servicios y entrenamiento en levantamiento artificial de la industria.

Para más información sobre la bomba: www.weatherford.com/STP

AXION Energy: más estaciones de servicio en Buenos Aires

AXION energy inauguró recientemente su sexta estación de servicio en la ciudad de Buenos Aires, como parte de su estrategia de expansión en el área metropolitana. La nueva estación AXION se encuentra en Av. Eva Perón 4350 y es la sexta que la empresa inaugura en la Capital Federal. Ya operan bajo la marca cinco estaciones en la ciudad y se abrirán otras siete en lo que queda del año.



La nueva estación, al igual que las 35 AXION que ya están funcionando en el país, presenta una innovadora imagen y ofrece la más alta calidad en combustibles y un servicio de excelencia.

Estas aperturas forman parte de un proyecto de reidentificación de la red de 500 bocas de expendio que aún operan en todo el país bajo la marca Esso, con el objetivo de consolidar la posición de AXION energy en el mercado de refinación y comercialización de combustibles.

Las naftas que se ofrecen son AXION Premium, AXION Súper, AXION Diesel y AXION Euro+Diesel, reformuladas re-



cientemente con los más altos parámetros de calidad para satisfacer las exigencias de los automóviles más modernos, y la línea MOBIL, marca líder mundial en lubricantes.

Campaña de YPF sobre el rostro humano de las estaciones de servicio

YPF presentó en estos días un spot publicitario por televisión que pone énfasis en la importancia que tienen las estaciones de servicio para más de un millón de argentinos que transitan por ellas diariamente.

Se trata de la primera campaña de la compañía en veinte años con foco en su red comercial. Tiene como objetivo mostrar una empresa con cobertura nacional, proximidad con todos los consumidores y ciudadanos, con gran diversidad de productos y servicios, a la vez dinámica, moderna e innovadora.

El spot refleja la variedad de experiencias y anécdotas que se producen en las más de 1.500 estaciones de servicio que YPF tiene a lo largo de todo el país. Se filmó en áreas de servicio que YPF tiene en diversas localidades: Tandil, la provincia de Buenos Aires; en San Martín de Los Andes, Neuquén; y en las localidades de Nordelta, Bancalari, Melo y Echeverría, ubicadas también en Buenos Aires. Adicionalmente, la compañía invitó a los usuarios a compartir en redes sociales, a través del hashtag #momentosYPF, las experiencias vividas en el camino y en las estaciones.

Con una participación del 58,2% y presencia en todo el país con más de 1.500 estaciones de servicios, YPF es un líder en el mercado nacional de combustibles.



El mejor experto de playa del mundo, de Shell

Federico Reckziegel, elegido como el Mejor Experto de Playa del Mundo, disfrutó de su gran premio: vivió el "Pilota Day", dio unas vueltas sobre una Ferrari último modelo y conoció toda la intimidad de la gran escudería líder.



Como parte de la premiación por haber sido seleccionado el Mejor Experto de Playa del Mundo de Shell, Federico fue invitado junto con Jaime Hippler, el empresario de la estación de servicios PETA S.R.L. donde trabaja, a la sede de Ferrari en Maranello. Federico fue destacado por su vocación de servicio, predisposición y trato con el cliente, entre más de 500.000 colegas de 65 países. Además, la estación donde trabaja fue premiada como la mejor de América por sus estándares de servicio, satisfacción de los clientes y gestión de la salud, seguridad, y medio ambiente.



Desde Misiones, y acompañados por Hernán Momo, Gerente Comercial para el Interior de Shell Argentina, viajaron a Italia y visitaron el Museo Ferrari; cenaron en la Galería de las Victorias donde están los cascos y trofeos de todos los campeones mundiales de F1 con la marca, y visitaron la fábrica de Ferrari donde se ensamblan los vehículos de F1, entre otros lugares emblemáticos.

Instruidos por pilotos profesionales, recorrieron el Circuito de Fiorano, la pista privada de Ferrari. Allí, asistieron a una jornada de pruebas y tuvieron la sorpresa de experimentar en primera persona la Ferrari 458, con un V8 de 580 HP, y la F12 Berlinetta, que tiene un motor V12 de 740 HP.

Wärtsilä aprovisiona a una planta en Kazajistán

Wärtsilä suministrará energía a una planta inteligente de 40 MW para LLP KazAzot, en Kazajistán. La planta proveerá electricidad y vapor para la industria de procesos, cerca de la ciudad de Aktau. Está previsto que entre en funcionamiento a finales de 2016; la instalación produce productos para la agricultura y la minería.

La entrega de los equipos extendido incluye cuatro motores Wärtsilä 34SG que funcionan con gas natural, las unidades de cogeneración para la generación de vapor, accesorios mecánicos y eléctricos balance de planta, así como el suministro de materiales civiles.

Wärtsilä ha entregado aproximadamente 2.800 MW de capacidad de generación de energía a Rusia y otros países de la Comunidad de Estados Independientes (ex repúblicas soviéticas). La capacidad instalada globalmente de Wärtsilä, en 175 países, es de 58 GW.



Schneider Electric se asocia con Cisco

Schneider Electric, especialista global en gestión de la energía y automatización, anunció un acuerdo con el líder mundial en soluciones de redes y dispositivos, Cisco, para ofrecer a sus clientes la más novedosa tecnología en redes para automatización industrial.

En esta colaboración, Cisco se centrará en ayudar a transformar clientes industriales a partir de la conexión entre personas, procesos, datos y cosas. Por su parte, Schneider Electric se servirá de las tecnologías de Cisco para mejorar sus herramientas de automatización industrial.



Al incluir a Cisco dentro de Schneider Electric Collaborative Automation Partner Program (CAPP) se proporciona la plataforma necesaria para ofrecer una tecnología puntera de redes industriales a los clientes de Schneider Electric en más de 200 países. Las dos compañías comparten la filosofía de dirigir sus soluciones tecnológicas para afrontar desafíos específicos de los clientes, y ambas dan la bienvenida a los beneficios de esta asociación.

El valor añadido que recibirán los clientes industriales gracias a este acuerdo puede ser demostrado por un caso de éxito reciente. Una importante minera de carbón metalúrgico ubicada en Bowen Basin (Queensland, Australia) escogió a Schneider Electric para suministrar una solución de tecnología avanzada para una nueva operación que produce carbón metalúrgico para la industria siderúrgica. Encargada a finales de 2014 y construida para ser una de las minas de carbón metalúrgico más productivas y sostenibles del mundo, la operación de la compañía se basa en una base substancial de tecnologías de Cisco y Schneider Electric. El control de la planta fija se encomendó a sistemas de Schneider Electric, mientras que la red de control de proceso depende de Cisco.

Muchos clientes de Schneider Electric ya utilizan la tecnología de Cisco. De hecho, algunos departamentos de IT requieren la implementación de su tecnología como un estándar en toda la empresa, incluyendo la red industrial. Las empresas que confían en Cisco para la conectividad de su red industrial pueden lograr una alta resistencia de la red e incluso una recuperación de anillo rápida, redundancia y agregación de enlaces así como conmutación rápida ante errores.

Emerson adquiere Spectrex Inc. para fortalecer el monitoreo

Emerson anunció la adquisición de Spectrex Inc., un fabricante líder de detectores de gas y llamas. Con este nuevo negocio, Emerson Process Management tendrá la línea más completa de soluciones con detectores de fugas ultrasónicos, de gas y de llama utilizados para el monitoreo de la seguridad en la industria.

Spectrex se unirá al portafolio de medición y de tecnologías analíticas de Rosemount®. Los términos de la adquisición aún no han sido divulgados.



Por casi 34 años, Spectrex ha tenido el liderazgo en la detección de gas y llamas. Desarrolló los primeros detectores de llamas ultravioleta-infrarrojo (UV/IR) y triple infrarrojo (IR3) del mundo y fue el primero en introducir lámparas con flash de xenón en el diseño del detector que aumenta la resistencia del mismo a las condiciones atmosféricas mientras reduce el consumo de energía. Estos avances innovadores en el monitoreo de la seguridad, brinda soluciones para clientes de industrias como petróleo y gas, petroquímica, química y energía.

“Estamos emocionados con la adquisición y adición de la línea de productos de Spectrex a nuestro portafolio de detección de gas y llamas”, dijo Tom Moser, el vicepresidente de Emerson Process Management para Medición y Tecnologías Analíticas. “Emerson está comprometido a ayudar a sus clientes, a proteger a los empleados, las plantas y el medio ambiente, estamos en una mejor posición para cubrir todas sus necesidades”.

Spectrex y su personal están localizados en Cedar Grove, N. J. con oficinas de ventas y soporte técnico en Houston, el Reino Unido y Taiwán.

Mejor eficiencia del sistema energético de la Isla Catalina

Localizada a 35 kilómetros de la costa de California del Sur (Estados Unidos), la Isla Catalina es el hogar de más de 4.000 personas, pero hospeda a cientos de miles de turistas al año. Debido a su aislamiento de tierra firme, depende de una “micro red” autónoma para ser abastecida de energía eléctrica. Con el fin de ayudar eficientemente a manejar fuentes múltiples de producción eléctrica que alimentan la micro red de la isla, Southern California Edison (SCE) utilizará las tecnologías en automatización de Emerson Process Management, una unidad de negocios de Emerson (NYSE: EMR).

La compañía Pebble Beach Generating Station de la Isla Catalina, es tanto una estación generadora de electricidad, como una planta de distribución de gas de petróleo licuado. El sistema de control de Emerson Ovation™ ayudará a SCE a manejar seis generadores de diésel, 23 micro turbinas y un sistema de almacenamiento de baterías, así como la planta de GPL de la isla y las plantas para el tratamiento de agua y desalinización.

Al brindarles a los operadores de SCE una visión concisa de todos los recursos generadores, el sistema les ayudará a determinar una forma más eficiente para cumplir con las



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

demandas energéticas mientras reducen el impacto ambiental. La tecnología SCADA de Emerson también les dará apoyo para mantener el voltaje de la red estable y les permitirá ofrecer una respuesta rápida a los cambios en la demanda que se generen durante la época turística.

“La Isla Catalina siempre ha operado una micro red debido a su localización, pero ahora vemos que este tipo de proyectos están llegando a ser más predominantes en otros lugares”, dijo Bob Yeager, presidente de Power & Water Solutions dentro de Emerson Process Management. “Si se trata de balancear una variedad de recursos alternativos o fósiles tradicionales, o de aislar áreas o plantas de alto valor de los efectos de un apagón de electricidad, nuestro equipo tiene la experiencia y el conocimiento para ayudar a controlar la funcionalidad de la micro red”.

La Fundación Siemens entregó premios

Por noveno año consecutivo se premiaron a las escuelas técnicas que presentaron las mejores innovaciones en temas de sostenibilidad. Esta competencia intercolegial, convocada por Siemens Argentina y su Fundación desde hace nueve años, invita anualmente a escuelas secundarias técnicas de Capital Federal, Gran Buenos Aires, Bahía Blanca, Santa Fe y región de Cuyo a presentar proyectos tecnológicos innovadores que ayuden a mejorar la calidad de vida de sus comunidades.



Este año los alumnos debieron focalizar su creatividad en presentar innovaciones orientadas a solucionar problemáticas relativas a efluentes y residuos industriales.

Las escuelas ET N°4-118 San José (Mendoza), EETP N°478 Dr. Nicolás Avellaneda (Santa Fe), Instituto León XIII (Buenos Aires) y el Instituto Centenarios (Bahía Blanca) obtuvieron el primer premio de sus respectivas regiones, y serán evaluados en octubre para definir al ganador nacional 2015.

Los premios incluyen desde equipamiento de última generación para las escuelas hasta viajes de estudio al interior del país con el objetivo de visitar importantes plantas industriales. Asimismo, con la participación en el concurso, alumnos y docentes recibieron diversas capacitaciones para facilitar y mejorar el uso de herramientas básicas de programación en automatización dentro de las escuelas.

Con esta acción Siemens y su Fundación buscan incentivar a los jóvenes a acercarse al desarrollo tecnológico, promoviendo la transferencia de conocimientos teóricos a situacio-



nes prácticas. Además, fomentan el trabajo en equipo para la solución de problemas reales, por medio de tareas de investigación y desarrollo en las zonas de influencia de sus escuelas.

Para más información: fundacion.ar@siemens.com



Profesionales & consultores

VYP
CONSULTORES S.A.

Desarrollo de Yacimientos
Exploración
Análisis de Economía y Riesgos
Auditoría y Certificación de R&R

(54-11) 5352-7777 www.vyp.com.ar

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

GiGa
Consulting

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

Alejandro Gagliano
agagliano@gigaconsulting.com.ar

Hugo Giampaoli
hgiampaoli@gigaconsulting.com.ar

Edificio Concord Pilar
Sección Zafiro Of.101-104
Panamericana Km.49.5 (1629)
Pilar - Bs. As. - Argentina
Tel: +54 (230) 4300191/192
www.gigaconsulting.com.ar

Promocione sus actividades en *Petrotecnia*

Los profesionales o consultores interesados podrán contratar un módulo y poner allí sus datos y servicios ofrecidos.

Informes: Tel.: (54-11) 5277-4274 Fax: (54-11) 4393-5494
E-mail: publicidad@petrotecnia.com.ar

AXION energy se expande en el Oeste del Gran Buenos Aires



AXION energy, con la presencia de Lucas Ghi intendente de Morón, inauguró a mitad de septiembre su primera estación de servicio en Morón como parte de su estrategia de expansión en la zona Oeste del Gran Buenos Aires, que incluirá aperturas en otras localidades vecinas.

La nueva estación AXION energy se encuentra en Mendoza 205, partido de Morón y es la séptima que la empresa inaugura en la zona Oeste del conurbano bonaerense. Ya operan bajo la marca AXION energy otras seis estaciones de servicio ubicadas en Parque Leloir, Ciudadela, Laferrere, Libertad y dos en Merlo. En los próximos meses se inaugurarán seis más.

Estas aperturas forman parte de un proyecto de re-identificación de la red de 530 bocas de expendio que operan en todo el país bajo la marca Esso, con el objetivo de consolidar su posición en el mercado de refinación y comercialización de combustibles.

La nueva estación, al igual que todas las AXION del país, presenta una innovadora imagen, ofreciendo la más alta calidad en combustibles y un servicio de excelencia. Para agilizar las transacciones comerciales y la circulación de los vehículos, incluye un nuevo concepto en islas de despacho con surtidores de última generación.

Las naftas que se ofrecen son la AXION Premium, AXION Súper, AXION Diesel y AXION Euro+Diesel, reformuladas recientemente con los más altos estándares de calidad para satisfacer las exigencias de los automóviles más modernos, y la línea MOBIL, marca líder mundial en lubricantes.



La Nanotecnología, nueva charla de "Café de las Ciencias"

El Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva junto a la Embajada de Francia realizaron recientemente un nuevo encuentro del ciclo "Café de las Ciencias". La charla, titulada "Nanotecnología: un pequeño mundo, grandes oportunidades", contará con la participación del doctor en Química, Galo Soler-Illia, y el doctor en Ingeniería Química y agregado científico de Italia en Buenos Aires, José Kenny. El evento se realizará en el café del Polo Científico Tecnológico, Godoy Cruz 2320, planta baja, Ciudad Autónoma de Buenos Aires. La entrada será libre y gratuita con inscripción previa en cafedelasciencias@mincyt.gob.ar

El encuentro abordará los nanomateriales y las transformaciones asombrosas que sufren los materiales al reducirlos a escalas nanométricas. Además, las aplicaciones de las nanotecnologías en autos, edificios, ropa y computadoras; y el papel que desempeñará en los próximos cien años en materia energética, alimenticia y ambiental.

Esta charla cuenta con la participación especial de la Embajada de Italia en la Argentina.



"Café de las Ciencias" es una iniciativa de la Embajada de Francia y la Dirección Nacional de Relaciones Internacionales, se realiza con la colaboración del Programa Nacional de la Popularización de la Ciencia y la Innovación del Ministerio de Ciencia. Todos los meses se presenta una charla distendida entre científicos de ambos países y el público con el fin de reflexionar sobre el aporte de la ciencia y la tecnología a distintos temas cotidianos.

La Dirección Nacional de Relaciones Internacionales se ocupa de aquellos asuntos inherentes a la cooperación con países extranjeros, organismos y demás instituciones de índole internacional, vinculados al campo de la ciencia, la tecnología y la innovación. Orienta sus acciones a fortalecer, complementar e integrar las capacidades de investigación y desarrollo locales con el exterior. En ese sentido, impulsa la realización de proyectos de investigación conjuntos y capacitaciones, el intercambio de expertos y la transferencia de resultados al sector productivo nacional.

El Programa Nacional de Popularización de la Ciencia y la Innovación busca profundizar el acercamiento de la ciencia y la innovación a la sociedad con el propósito de contribuir a la apropiación social del conocimiento. Asimismo, el programa se propone estimular las vocaciones científicas y tecnológicas en los jóvenes, promover la cultura científica y contribuir a la comprensión de la importancia de la investigación y de sus resultados para el desarrollo de la sociedad a través de la ejecución de acciones como la Semana Nacional de la Ciencia y la Tecnología, el Concurso Nacional de Innovaciones-INNOVAR, el Premio Distinción Investigador/a de la Nación y Red de Clubes de Ciencia, entre otras iniciativas.

Accenture adquiere Schlumberger Consulting (SBC)

Accenture cerró un acuerdo para adquirir Schlumberger Business Consulting (SBC), la unidad de consultoría de gestión de Schlumberger, líder global en servicios petroleros. La adquisición ampliará las capacidades de Accenture Strategy como ayuda para que las compañías de exploración y producción más importantes del mundo logren una mayor competitividad y más crecimiento. Las condiciones de la adquisición no han sido divulgadas y su concreción está sujeta a la aprobación regulatoria y a otras condiciones de cierre habituales.

Schlumberger Business Consulting (SBC) es un proveedor líder en consultoría de gestión para los sectores de producción de la industria de petróleo y gas y un referente líder del sector energético en general. La compañía presta servicios de consultoría en estrategia, operaciones, recursos humanos y transformación, proyectos de capital y fusiones y adquisiciones. Fundada en 2004, Schlumberger Business Consulting se convirtió rápidamente en una consultora global, con más de 250 consultores que trabajan desde nueve oficinas en todo el mundo.

Una vez concretada la adquisición, todos los empleados y los activos de conocimiento relacionados con Schlumberger Business Consulting (SBC) se unirán a Accenture y formarán parte de Accenture Strategy, lo que fortalecerá su capacidad para asistir a las compañías que trabajan en la producción de petróleo y gas a mejorar la optimización de sus portafolios, realizar la agilidad operativa y la competitividad de los costos, así como también a planificar y ejecutar transformaciones basadas en la tecnología digital.

Dow e YPF presentan resultados exitosos en *shale gas*

Gastón Remy, presidente de Dow Argentina, recibió en Buenos Aires a Jim Fitterling, vicepresidente Global y Líder de Operaciones de Negocios de Dow, y a otros líderes globales de la compañía, con el objetivo de presentar los resultados de la prueba piloto de extracción de gas no convencional que la compañía está desarrollando en conjunto con YPF en el campo de El Orejano, en la formación Vaca Muerta (provincia del Neuquén).

Los directivos, junto a Miguel Galuccio, presidente y CEO de YPF, viajaron a Neuquén, recorrieron la zona donde las dos empresas desarrollan el proyecto y coincidieron en que la operación superó ampliamente los pronósticos más alentadores. Hoy la formación cuenta con 16 pozos, de los cuales seis son horizontales y diez verticales, y la producción ya alcanza los 750.000 metros cúbicos diarios de gas. Se prevén 23 pozos productivos para finales de 2015.

“El gas es el principal insumo productivo de la industria petroquímica, no sólo como fuente de energía, sino también como materia prima para la producción de manufacturas de alto valor agregado. El potencial que presenta el yacimiento de Vaca Muerta abre una enorme oportunidad de crecimiento para la compañía en la Argentina y puede ser un elemento



fundamental para la expansión de nuestra capacidad productiva en el país, declaró Gastón Remy.

Por su parte, Jim Fitterling manifestó: “El alto nivel de profesionalismo y la capacidad técnica demostrada por el equipo de YPF son una de las razones centrales por las cuales hemos logrado tan altos resultados. Números como estos permiten no solo acelerar la disponibilidad de gas natural en la Argentina, sino también nos animan a pensar en la futura recuperación de la suficiencia energética del país. La alianza estratégica con YPF para la explotación de gas no convencional representa una enorme oportunidad para Dow, en la que estamos sumamente comprometidos”.

Finalmente, Miguel Galuccio, presidente y CEO de YPF, afirmó: “Es un gran orgullo haber podido avanzar con el primer desarrollo de *shale gas* de la Argentina junto a Dow. Es un socio de calidad, de categoría, que viene de la industria petroquímica pero que, sin embargo, apuesta al desarrollo hidrocarbúfero con decisión pues tiene muy claros sus objetivos. Dow e YPF piensan para adelante y hoy podemos mostrar con orgullo los resultados conseguidos en El Orejano. Estamos muy satisfechos y decididos continuar juntos en este camino”.

El valor agregado industrial que se pueda otorgar a esa disponibilidad de reservas impulsa el desarrollo de una nueva era para la industria petroquímica nacional, proveedora de insumos para sectores económicos clave, desde la posibilidad de contar con recursos para alimentar el crecimiento económico hasta la generación de nuevas capacidades tecnológicas. Dow reafirma su compromiso con la Argentina ante esta oportunidad histórica para tener un rol protagónico en el renacimiento industrial del país.

3M otorgó premios sobre seguridad y salud Ocupacional

La empresa 3M de tecnología diversificada, otorgó las distinciones y los reconocimientos al Premio I.A.S.-3M sobre Seguridad y Salud Ocupacional 2015; en el marco de las XX Jornadas Latinoamericanas de Seguridad e Higiene en el Trabajo, organizadas por el IAS (Instituto Argentino de Seguridad) y la ALASHET, (Asociación Latinoamericana de Seguridad e Higiene en el Trabajo).

Estas distinciones buscan reconocer y estimular destacadas acciones educativas, técnicas y de gestión, dirigidas a optimizar aspectos relacionados con la higiene y la seguridad en el trabajo, la prevención de accidentes y las enfermedades ocupacionales.

Oswaldo Fraticelli, de Tenaris, fue distinguido en la categoría Seguridad en el Trabajo por su proyecto "Actividades vinculadas a la prevención de accidentes y enfermedades de trabajo", mientras que el consultor Sebastián Urriza fue distinguido por su trabajo titulado "Programa de crecimiento



continuo de gestión de brigadas de emergencia industriales". Por su parte, en la categoría "Higiene Industrial" se destacó la labor de Carlos Colángelo, químico toxicólogo, por su trabajo en el ámbito de la Toxicología Laboral.

Los ganadores recibieron como premio un viaje al Centro de Innovación de 3M en St. Paul, Minnesota, Estados Unidos; además de la posibilidad de asistir al Congreso de la NSC, que se llevará a cabo del 26 de septiembre al 2 de octubre en Atlanta, Georgia. Con estos reconocimientos, 3M busca recompensar y continuar estimulando a aquellos que se comprometen con su tarea y con el cuidado de otras personas y el medioambiente.

Además, cabe destacar que 3M y el I.A.S. otorgaron el reconocimiento a Claudia V. Reynoso como Mejor Promedio de la Materia Seguridad V, de la Tecnicatura Superior en Seguridad e Higiene en el Trabajo del Instituto Argentino de Seguridad. A fines de 2014, el IAS nominó a 3M Argentina en la Categoría "Empresa", destacando la continua y meritoria actividad de la compañía en el campo de la Prevención de Riesgos del Trabajo. Esta nominación fue aceptada por la ALASEHT (Asociación Latinoamericana de Seguridad e Higiene en el Trabajo) y su entrega oficial se concretó durante el Plenario de Cierre y Acto de Clausura de las XX Jornadas Latinoamericanas de Seguridad e Higiene en el Trabajo, que tuvo lugar el pasado 24 de abril.



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

Cursos de actualización 2015

NOVIEMBRE

- **NACE – PROGRAMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA**

Nivel 1: Ensayista de Protección Catódica

Instructores: *H. Albaya, G. Soto*

Fecha: 2 al 7 de noviembre

Lugar: Buenos Aires

- **PROCESAMIENTO DE GAS NATURAL**

Instructores: *C. Casares, E. Carrone, P. Boccardo, P. Albrecht, M. Arduino, J. M. Pandolfi*

Fecha: 4 al 6 de noviembre

Lugar: Buenos Aires

- **PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ELÉCTRICAS Y PUESTA A TIERRA**

Instructor: *D. Brudnick*

Fecha: 9 al 10 de noviembre

Lugar: Buenos Aires

- **GESTIÓN DE INTEGRIDAD DE DUCTOS**

Instructores: *E. Carzoglio, S. Río, V. Domínguez*

Fecha: 9 al 11 de noviembre

Lugar: Neuquén

- **NACE – PROGRAMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA**

Nivel 2: Técnico en Protección Catódica

Instructores: *H. Albaya, G. Soto*

Fecha: 9 al 14 de noviembre

Lugar: Buenos Aires

- **ESTIMACIÓN DE RESERVAS Y ANÁLISIS DE RIESGO EN RESERVORIOS CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES (SHALE GAS & SHALE OIL)**

Instructor: *G. Weiner*

Fecha: 16 al 17 de noviembre

Lugar: Buenos Aires

- **MANTENIMIENTO DE VÁLVULAS DE CONTROL**

Instructor: *J. Vargas*

Fecha: 16 al 17 de noviembre

Lugar: Buenos Aires

- **PROJECT MANAGEMENT WORKSHOP. OIL & GAS**

Instructores: *N. Polverini, F. Akselrad*

Fecha: 18 al 20 de noviembre

Lugar: Buenos Aires

- **EVOLUCIÓN ECONÓMICO-FINANCIERA DE UN ACTIVO PETROLERO**

Instructor: *C. Topino*

Fecha: 24 al 25 de noviembre

Lugar: Buenos Aires

- **SISTEMAS DE TELESUPERVISIÓN Y CONTROL SCADA**

Instructor: *D. Brudnick*

Fecha: 25 al 26 de noviembre

Lugar: Buenos Aires

- **TALLER DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE**

Instructor: *P. Subotovsky*

Fecha: 24 al 26 de noviembre

Lugar: Buenos Aires

- **EVALUACIÓN DE PROYECTOS 2. RIESGO, ACELERACIÓN Y MANTENIMIENTO-REEMPLAZO**

Instructor: *J. Rosbaco*

Fecha: 30 de noviembre al 4 de diciembre

Lugar: Buenos Aires

DICIEMBRE

- **INTRODUCCIÓN A LA INDUSTRIA DEL GAS**

Instructores: *C. Casares, J. J. Rodríguez, B. Fernández, E. Fernández, O. Montano*

Fecha: 1 al 4 de diciembre

Lugar: Buenos Aires

- **BASIC SILICICLASTIC PETROLOGY FOR RESERVOIR QUALITY ASSESSMENT**

Instructor: *K. Milliken*

Fecha: 14 al 18 de diciembre

Lugar: Buenos Aires

NOVEDADES DEL IAPG

Se realizó el acto cierre del Proyecto EOR

Después de seis años llegó a su fin el Proyecto EOR creado a partir de la necesidad de desarrollar una plataforma tecnológica que permita identificar y seleccionar, diseñar e implementar proyectos de EOR (por Enhanced Oil Recovery, recuperación asistida) en la Argentina.



Los protagonistas realizaron un acto de cierre en la sede central del IAPG, cuya apertura estuvo a cargo del Ing. Ernesto López Anadón, Presidente del IAPG, y de la Dra. Ruth Ladenheim, Secretaria de Planeamiento, Políticas e Innovación Productiva del Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva.

La Comisión Técnica EOR realizó una presentación a cargo del Ing. Atilio Raúl Puliti (Pluspetrol S. A.). En representación de las universidades, habló la Dra. Laura Fernández de la Universidad del Comahue.

También se contó con la presencia de la Cámara de Industrias Químicas y Petroquímicas a cargo del Ing. Jorge de Zavaleta, Presidente de la Cámara de Industrias Químicas y Petroquímicas; y del Lic. Fernando Peirano, Subsecretario de Políticas en Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva del Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva (Mincyt).



En este proyecto participaron el Ministerio, tres universidades y seis empresas del sector. Representando a la Universidad de Buenos Aires estuvieron el Ing. Horacio Salgado, Decano de la Facultad de Ingeniería; el Ing. Víctor Bronstein, Director del Instituto del Gas y del Petróleo, Facultad de Ingeniería; el Dr. Ing. Ezequiel Pallejá, Secretario de Investigación y Doctorado, Facultad de Ingeniería; el Dr. Juan Santos, Coordinador del área de Investigación, Instituto del gas y del Petróleo, Facultad de Ingeniería; la Dra. Gabriela Savioli, Directora del Laboratorio del Ingeniería de Reservorios del Instituto del Gas y del Petróleo, Facultad de Ingeniería.

Por la Universidad Nacional de Cuyo se contó con el Ing. Daniel Fernández, Decano de la Facultad de Ingeniería, y la Ing. Silvia Maturano, Subdirectora del Proyecto EOR. En tanto que, por la Universidad Nacional Comahue, se presentó la Dra. Laura Fernández, Departamento de Química de la Facultad de Ingeniería.

Las empresas de la industria participantes en el Proyecto EOR fueron Chevron Argentina S.R.L., ENAP Sipepetrol Argentina S. A.-Pan American Energy LLC.; Petrobras Argentina S. A., Pluspetrol S. A., Sinopec Argentina Exploration and Production INC., Tecpetrol S. A. e YPF S. A.

Exitosas Jornadas de Gerenciamiento del Agua en Comodoro Rivadavia

Más de 230 profesionales, técnicos y estudiantes de carreras afines participaron de un encuentro que permitió sumar conocimiento, intercambiar ideas y agregar valor en un tema clave para la industria petrolera de la cuenca del Golfo San Jorge, durante las "Jornadas de Gerenciamiento Integral del Agua en Yacimientos", organizadas por el Instituto Argentino del Petróleo y el Gas (IAPG) Seccional Sur.

El balance es positivo: el auditorio estuvo colmado durante los dos días, se premiaron cuatro trabajos y la ciudad de Comodoro Rivadavia volvió a ser escenario para un encuentro que crece y mejora cada año.

El inicio estuvo a cargo del Presidente de la Seccional, Alejandro Eloff, quien valoró el encuentro como una oportu-



tunidad de compartir conocimiento, agregar valor, seguir mejorando las prácticas de la industria. “El IAPG tiene su base y sus objetivos puestos en la formación, en el estudio, en la mejora continua de nuestra industria del petróleo y el gas, las jornadas técnicas que se organizan todos los años tienen como objetivo trabajar en ese sentido”, indicó Eloff.

Este año, el aprovechamiento del agua de producción en yacimientos fue el tema y en torno a ello se presentaron más de 40 trabajos ante un auditorio con más de 200 participantes. Las jornadas técnicas que año tras año organiza la Seccional Sur representan un encuentro de expertos de la industria cuya temática está vinculada a temas del sector y va rotando el contenido entre equipos de torre, producción, instalaciones de superficie, seguridad y otros. Todo lo que tiene que ver con la incorporación de nuevos productos, materiales y tecnologías que logre hacer más eficiente a la industria.

Al cierre del encuentro se premiaron cuatro trabajos:

- “Diseño de autoinyección para zonas alejadas”, por Fernando Bogan, Carlos Do Nascimento, Mauricio Ordoñez, Daniel Pyczil, Diego Zurlo, Lenadro Olivera, Néstor Rodríguez y Roberto Verde, de YPF.
- “Evolución de un proyecto de recuperación secundaria maduro: yacimiento Zorro”, por Esteban Ledesma e Isaac Julián, de PAE.
- “Tratamiento de agua por electrocoagulación en proyecto de Recuperación Secundaria”, por Juan Masuet, Andrea Oliva, Marcelo Barrios, Ivan Puccio y



Juan Pablo De Lucía, de YPF.

- También hubo una mención especial para el sector de Afiches, para Juan Carlos Camazzana con el trabajo Oilfield Produced Water Desalination Using Innovate Process-From Pilotto Full-Scale Project in Colombia.

“Fueron una jornadas exitosas, con trabajos de un nivel técnico muy bueno, con innovaciones técnicas que son de importancia para la reutilización del agua”, señaló Dante Fiorenzo, responsable del Comité Organizador que trabaja en el tema. “Ya hemos comenzado a trabajar, para el año que viene, en las Jornadas sobre Tecnología Aplicada a la Industria, abarcando las más diversas ramas, como materiales, comunicaciones, automatización, aplicación de fibras ópticas y demás. Esperamos contar con la participación y los resultados, en cuanto a el nivel de los trabajos, como los presentados en las Jornadas que acaban de finalizar”, añadió.



La Seccional Comahue en el Clúster Vaca Muerta

Representantes de la Seccional Comahue del IAPG participaron recientemente como expositores, por invitación del CPyMe ADENEU, del Workshop organizado con motivo del Clúster Vaca Muerta.

La jornada se realizó en el Salón de la Memoria, Verdad y Justicia de la Legislatura Provincial de Neuquén, con la asistencia de destacados representantes de la comunidad educativa, la industria, las autoridades provinciales y demás autoridades.

Además de la presencia del Gerente de la seccional Comahue, Carlos Postai, la seccional estuvo representada por el Presidente de la SC de Calidad, Ing. Javier González, conjuntamente con Néstor Pi, de la UTN Regional Comahue, y se centralizó en el programa de Certificación de Oficios que desde 2008 se lleva a cabo en instalaciones de esa Casa de Estudios en la ciudad de Cutral Có.

La exposición fue bien valorada por los asistentes, que a su término hicieron llegar consultas e inquietudes al respecto.



El adiós a un gran colaborador

En agosto último, el IAPG supo del deceso de Mario Zabala, gran amigo y colaborador de la casa durante más de cuarenta años, al que siempre se recordará con afecto.

El Ing. Mario Zabala se desempeñó en el Depto. de Medición de Gas del Estado, donde desarrolló tareas de mantenimiento y calibración de equipos de medición y control. También trabajó en empresas de ingeniería y construcción, retirándose de McKee del Plata como Gerente de Proyectos de Instrumentos. También estuvo a cargo del área Gas y Petróleo de Automación Aplicada S. A. y en los últimos años se desempeñó como asesor en empresas vinculadas al sector.

Su colaboración con el IAPG se concretó a través de las Comisiones de Control Automático, Medición de Gas, Mediciones y Extracciones de Muestras. Como integrante de las mismas participó en la elaboración de dos cuerpos normativos muy valiosos para el IAPG: Recomendaciones IP de Ingeniería de Proyecto y Recomendaciones CA de Control Automático.

También fue instructor en un gran número de cursos de su es-



pecialidad en universidades, organismos y empresas de la Argentina y América latina. Por más de veinte años dictó cursos en el IAPG sobre "Plantas de regulación de gas natural", "Mediciones de gas natural", "Mediciones en plantas de proceso para transferencia de custodia", "Válvulas de control, de seguridad y reguladoras" e "Ingeniería de instrumentación y control de procesos".

Durante este año, además de dictar sus cursos habituales en nuestras instalaciones, participó como Instructor IAPG, de un Programa de Capacitación elaborado especialmente para funcionarios del ENARGAS.

Vibrante torneo de básquet de la Seccional Comahue

Como cada año, la Seccional Comahue busca añadir a la industria del petróleo y el gas la emoción del deporte. Y nuevamente, este aporte se realizó a través de un partido de básquet en el cual el equipo de Petrobras CTA se impuso a EDVSA por 58 a 55 puntos. Por el tercer puesto, YPF Refinería se impuso a Mega por 65 a 57.



Una vez finalizado el partido se procedió a la entrega de premios y a un almuerzo de camaradería para cerrar el certamen.

La Subcomisión de Deportes del IAPG, siempre atenta a incorporar los valores deportivos a toda la actividad, agradeció a todos los participantes y los invitó para el torneo del año próximo; al tiempo que destacó la colaboración de la Empresa MD SRL, por haber sido sponsor y haber coordinar el certamen.



NOVEDADES DESDE HOUSTON

Exitoso foro sobre el precio del barril

Con asistencia completa el IAPG Houston realizó un nuevo encuentro, con una conferencia a cargo de Harold “Skip” York, vicepresidente de Servicios Integrados de Wood Mackenzie, titulada “¿Qué puede aguardar en el futuro para los precios del petróleo?”.

En este encuentro se analizó la posibilidad de que el ambiente en que se manejan los precios constituye una amenaza potencial al abastecimiento a largo plazo. En su disertación, York se refirió a la manera en que está respondiendo la demanda ante los precios bajos, cuán robusto ha devenido el *tight oil* estadounidense, cuál es el *share* de crecimiento de países de adentro y de afuera de la OPEP; y qué desafío encuentran los miembros de la OPEP en responder a las necesidades de presupuesto.

La convocatoria fue a salón lleno y los asistentes realizaron numerosas consultas *a posteriori*.

Como ya es tradición, el foro se realizó en el DoubleTree Houston Greenway Plaza Hotel, salón Plaza Ballroom.



Se prepara el torneo de golf para la Beca Houston

Siguen los preparativos para el Torneo de Golf del IAPG Houston “12th Scholarship Golf Tournament”, que se celebrará el próximo 23 de octubre, y cuyo objetivo es recaudar fondos para la beca que ofrece anualmente el IAPG Houston para estudiantes argentinos que estén estudiando en los Estados Unidos carreras afines con los hidrocarburos.

El torneo suele ser patrocinado por varias empresas que contribuyen generosamente con los fondos para la beca Claudio Manzolillo IAPG Houston Scholarship, la cual es entregada a un estudiante argentino y son ocasiones de camaradería y encuentro. Al finalizar el torneo se realizará un almuerzo y, además, rifas cuyos premios serán artículos de golf y un par de pasajes ida y vuelta a cualquier destino, cortesía de United Airlines; todo con el mismo fin: reunir fondos para la Beca.

Más información: www.iapghouston.org

ÍNDICE DE ANUNCIANTES



3M	39	MARTELLI ABOGADOS	72
AESA	15	METALURGICA ALBACE	37
ANTARES NAVIERA	32	METALURGICA SIAM	24
AXION Elevadores & Hidrogrúas	63	MWH ARGENTINA	12
BIVORT	41	PAN AMERICAN ENERGY	Retiración de Tapa
CARBO SAN LUIS	77	PECOM SERVICIOS ENERGIA	89
CEDRO TEXTIL WORKWEAR	65	PETROCONSULT	117
COMPAÑÍA MEGA	23	PETROLIER	111
CONGRESO REFINACION	93	REGISTROS DE POZOS	120
CONSULAR CONSULTORES ARGENTINOS	87	SCHLUMBERGER ARGENTINA	13
CONTRERAS	43	SCHNEIDER ELECTRIC	55 y 57
CUMMINS ARGENTINA	49	SERVIUR	28
CURSOS IAPG	56	SHALE EN ARGENTINA	95
DIGESTO AMBIENTAL	97	SUPERIOR ENERGY SERVICES	29
ELECTRIFICADORA DEL VALLE	53	SWISS MEDICAL/ECCO EMERGENCIAS	75
ENSI	25	TACKER SOLUTIONS	73 y 79
FINNING ARGENTINA	67	TECNA	59
FORO IAPG	128	TECPETROL	Retiración de Contratapa
FUNCIONAL	27	TOTAL	9
GABINO LOCKWOOD	35	TRANSMERQUIM ARGENTINA	Contratapa
GE OIL&GAS PRODUCTS & SERVICES ARGENTINA	31	TUBHIER	45
GIGA	125	V y P CONSULTORES	58 y 125
HALLIBURTON ARGENTINA	19	WEATHERFORD ARGENTINA	33
HOTEL CORRENTOSO LAKE&RIVER	82	YPF	7
IBC- INTERNATIONAL BONDED COURIERS	124	ZOXI	51
INDURA ARGENTINA	91		
INFA	83	Suplemento Estadístico	
IPH	90	INDUSTRIAS EPTA	Contratapa
KARCHER ARGENTINA	71	INGENIERIA SIMA	Retiración de Tapa
MARSHALL MOFFAT	17	VARSTAT	Retiración de Contratapa



Tecpetrol

Energía que crece

www.tecpetrol.com
facebook.com/tecpetrol



INNOVACIÓN SUSTENTABLE



Creemos en tecnologías innovadoras que reduzcan el impacto ambiental, asegurando un balance adecuado con la naturaleza.

En GTM trabajamos diariamente en crear soluciones verdes para incrementar la producción de sus reservas naturales, favoreciendo la calidad de vida para todos.

- 
- Fluidos de estimulación basados en agua de producción y flowback
 - Agentes de Sostén
 - Especialidades químicas

Simplificando procesos

