

Oil & Gas Patagonia Desarrollo de Reservorios *Tight*



ARGENTINA
200 AÑOS DE
INDEPENDENCIA

Media sponsor de:



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



Ministerio de Energía y Hidrocarburos
Producción y Desarrollo



22nd WORLD PETROLEUM CONGRESS
09 - 13 July 2017



Pan American
ENERGY

Somos la primera
productora privada de
hidrocarburos del país.

Con el esfuerzo y el
ingenio de nuestra
gente, producimos el
16% del gas y el **19%**
del petróleo de la
Argentina.

Para producir. Para
crear. Para desarrollar.

**La energía
nos pone en acción.**

potenciar
el desarrollo

Pan American
ENERGY



Conocenos



En el penúltimo número del año, tenemos el agrado de contarles cómo se desarrolló la Oil&Gas Patagonia Expo. Un evento que podría resumirse como una buena noticia en sí: fue una buena noticia el interés del sector por participar aun en tiempos desafiantes. Y fue una excelente noticia que nos acompañaran tantos visitantes.

Pero, sin duda, la mejor noticia fue comprobar, durante las conferencias que se realizaron de manera simultánea, la Jornadas de Tratamiento de Agua de Fractura y en Lodos de Perforación y las 2° Jornadas de Evaluación y Desarrollo de Reservorios *Tight*; que el recambio general ya es un hecho.

En efecto, a lo largo de ambas jornadas, profesionales muy jóvenes llevaron adelante la exposición de trabajos técnicos de una complejidad enorme y de un nivel altísimo –algunos de los trabajos seleccionados se exponen en estas

páginas– lo cual nos confirma que nuestros recursos humanos, siempre de gran excelencia, continúan mejorando con las generaciones.

Otra buena noticia es que cada vez hay mayor valentía por mostrar las experiencias de las empresas, tanto las de buen resultado como aquellas que no salieron como se planificaba: todo conduce a las lecciones aprendidas, y esto es algo que los profesionales valoran porque completa su curva de aprendizaje.

Incluimos en este número, además, un trabajo sobre el estudio de líneas de base ambiental, como sustrato para el cuidado del entorno donde las compañías van a operar.

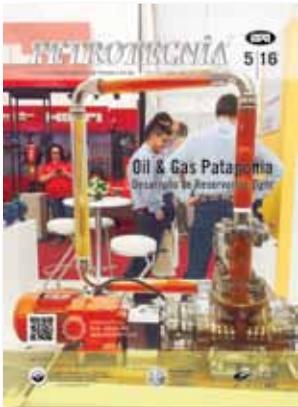
Y una reflexión acerca de hacia dónde va nuestra matriz energética nacional, y si se vienen cambios sustanciales. Entrevistamos también a un experto en petróleo pesado que opera con un método basado en vapor.

En la próxima edición ya podremos contarles todo lo sucedido en el 6° Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas, realizado con éxito en la ciudad de Bariloche, Río Negro, a finales de octubre.

Allí, en medio de un paisaje de belleza inigualable, tuvieron lugar exposiciones de primer nivel que sin duda sentarán precedente para la tarea diaria de las operadoras que trabajan en la Argentina.

¡Nos vemos en el próximo número!

Ernesto A. López Anadón



Tema de tapa

Oil & Gas Patagonia Desarrollo de Reservorios *Tight*

Estadísticas

08 Los números del petróleo y del gas
Suplemento estadístico

Tema de tapa



10 Oil & Gas Patagonia 2016 - 2° Jornadas de Evaluación y Desarrollo de Reservorios *Tight*

Lecciones y experiencias aprendidas, en la Oil & Gas Patagonia 2016

La industria de los hidrocarburos volvió a reunirse en su mayor evento del sur del país, con éxito de visitas y entusiasmo.

16 Desarrollo Lajas *Tight* Gas en el área Cupen Mahuida.
Lecciones aprendidas y por aprender

Por Federico Wagner, Pilar Alencastre, Gustavo Terrasanta (YPF S.A.) y Diana Masiero (Y-TEC)

En este trabajo se busca condensar las experiencias de seis años de desarrollo en la formación Lajas en el área de Cupén Mahuida a cargo de profesionales de YPF SA e Y-TEC.

32 Caracterización estática e inicialización dinámica de la Fm. Mulichinco en el Yacimiento Rincón del Mangrullo (RDM)

Por Rodrigo A. Cláa, Gonzalo Richly, Agustina Santangelo, Mariela Silka, Ana Proaño, Alejandro D'Odorico, Mateo Palacios, Pedro Solórzano - YPF

Un estudio interdisciplinario analizó el yacimiento Rincón del Mangrullo, el activo estratégicamente con mayor potencial de desarrollo de gas de ANC, que desarrolla una intensa actividad desde 2013.



52 Desarrollo de un modelo de simulación numérica para el modelado de un yacimiento de *Tight* Gas

Por Martín Gutman, Gustavo Becerra (Pampa Energía S.A.) y Juan Pablo Francos (Schlumberger)

En este trabajo se muestra la utilización de procesos para el análisis de Incertidumbre y Optimización, que permitió identificar rápidamente las soluciones y los parámetros asociados más importantes que ajustan el modelo.

68 Yacimiento Centenario, Cuenca Neuquina: Modelo Estático 3D en reservorios tight-gas de la Formación Los Molles

Por Basilio A. Giménez, Marcela Feilhaber, Marcos Mendoza, Guillermina Álvarez, Tania Galarza y María Soledad Montenegro (Pluspetrol Argentina)

A través de un modelo estático 3D se busca aquí caracterizar la distribución de roca reservorio y estimar sus propiedades petrofísicas hacia las zonas escasamente perforadas; y la obtención de mapas de espesor útil saturado con gas para los niveles principales de Fm. Los Molles.



Nota técnica



80 Estudios de Líneas de Base Ambiental. Gestionar, conocer y cuidar el entorno

Por Marcelo Bombicini (PanAmerican Energy)

Con el valor establecido de cuidar el ambiente de las áreas en donde opera, la empresa realizó un relevamiento ambiental en Golfo de San Jorge y en Neuquén, en un trabajo coordinado por el área de Ambiente, con el asesoramiento de la Facultad de Agronomía de la Universidad de Buenos Aires (UBA).

88 ¿Se viene un cambio sustancial en la matriz energética Argentina?

Por Vicente Serra

Un repaso por el combinado energético del país y los distintos escenarios que se agregan.

Entrevista



94 El SAGD y su éxito en el desarrollo de las arenas bituminosas canadienses. Entrevista al Ing. Duilio Raffa

Se conoce al SAGD (*Steam Assisted Gravity Drainage*) es una técnica cada vez más utilizada en petróleo pesado y Canadá, uno de sus mayores exponentes. Desde allí el especialista Duilio Raffa* conversó con *Petrotecnia* acerca de este método.

Congresos

98 Congresos y Jornadas

2016 traerá más nuevas oportunidades de alto nivel técnico para volver a reunir a los profesionales de la industria.

104 **Novedades de la industria**

117 **Novedades desde Houston**

110 **Novedades del IAPG**

118 **Índice de anunciantes**



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

Maipú 639, (C1006ACG) - Buenos Aires, Argentina

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

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

facebook.com/IAPGInfo twitter.com/IAPG_Info youtube.com/IAPGInfo plus.google.com/113697754021657413329

Staff

Director: Ernesto A. López Anadón

Editor general: Martín L. Kaindl

Editora: Guisela Masarik, prensa@petrotecnica.com.ar

Asistentes del Departamento de Comunicaciones y Publicaciones:

Mirta Gómez y Romina Schommer

Departamento Comercial: Daniela Calzetti y María Elena Ricciardi

publicidad@petrotecnica.com.ar

Estadísticas: Roberto López

Corrector técnico: Enrique Kreibohm

Comisión de Publicaciones

Presidente: Eduardo Fernández

Miembros: Jorge Albano, Jorge M. Buciak, Carlos Casares, Carlos E. Cruz, Eduardo Lipszyc,

Martín L. Kaindl, Alberto Khatchikian, Enrique Kreibohm, Enrique Mainardi,

Guisela Masarik, Daniel Rellán, 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 LVIII N° 5, octubre de 2016

ISSN 0031-6598

Tirada de esta edición: 3.300 ejemplares

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

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

Aderida a la Asociación de Prensa Técnica Argentina.

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

© Hecho el depósito que marca la Ley 11.723.

Permitida su reproducción parcial citando a *Petrotecnica*.

Suscripciones (no asociados al IAPG)

Argentina: Precio anual - 6 números: \$ 975

Exterior: Precio anual - 6 números: US\$ 95

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

Informes: suscripcion@petrotecnica.com.ar

La revista *Petrotecnica* 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 2016-2018

CARGO

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

EMPRESA

Socio Personal
YPF S.A.
PAN AMERICAN ENERGY LLC. (PAE)
SHELL C.A.P.S.A.
TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A. (TGN)
SIDERCA S.A.I.C.
METROGAS S.A.
PAMPA ENERGÍA S.A.
CHEVRON ARGENTINA S.R.L.
TRANSPORTADORA DE GAS DEL SUR S.A. (TGS)
TOTAL AUSTRAL S.A.

TECPETROL S.A.
PLUSPETROL S.A.
CAPSA/CAPEX - (COMPAÑIAS ASOCIADAS PETROLERAS S.A.)
GAS NATURAL FENOSA
SINOPEC ARGENTINA EXPLORATION AND PRODUCTION, INC.
EXXON MOBIL EXPLORATION ARGENTINA S.R.L.
WINTERSHALL ENERGIA S.A.
COMPAÑIA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A. (CGC)
AXION ENERGY ARGENTINA S.A.
MEDANITO S.A.
SCHLUMBERGER ARGENTINA S.A.
BOLLAND y CIA. S.A.
HALLIBURTON ARGENTINA S.R.L.
PECOM SERVICIOS ENERGIA S.A.
DLS ARGENTINA LIMITED - Sucursal Argentina
MAGDALENA ENERGY ARGENTINA S.R.L.
CAMUZZI GAS PAMPEANA S.A.
REFINERIA DEL NORTE (REFINOR)
PETROQUIMICA COMODORO RIVADAVIA S.A. (PCR)
ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A.
LITORAL GAS S.A.
A- EVANGELISTA S.A. (AES)
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. Rodolfo Eduardo Berisso
Lic. Teófilo Lacroze
Ing. Daniel Alejandro Ridelener
Ing. Javier Mariano Martínez Álvarez
Lic. Marcelo Núñez
Ing. Horacio Turri
Ing. Ricardo Aguirre
Cdr. Javier Gremes Cordero
Sr. Jean Marc Hosanski

Cdr. Gabriel Alfredo Sánchez
Sr. Germán Patricio Macchi
Ing. Sergio Mario Raballo
Ing. Horacio Carlos Cristiani
Lic. José Antonio Esteves (hijo)
Sr. Daniel Anibal De Nigris
Cdr. Gustavo Albrecht
Lic. Pablo Alejandro Chebli
Ing. Luis Edgardo Fredes
Ing. Margarita Esterman
Ing. Walter A. Actis
Ing. Adolfo Sánchez Zinny
Ing. Fernando Rearte
Ing. Marcelo Gerardo Gómez
Ing. Mario Lanza
Ing. Ruy Marcos Rivavit
Ing. Juan José Mitjans
Ing. Fernando Caratti
Ing. Miguel Angel Torilo
Ing. Martín Cittadini
Ing. Ricardo Alberto Fraga
Ing. Martín Emilio Guardiola
Lic. Federico Nicolás Medrano
Ing. Carlos Alberto Vallejos
Sr. Marcelo Horacio Luna
Ing. Gustavo Eduardo Brambati

Alterno

Sr. Diego Buranello
Ing. Fernando José Villarreal
Ing. Enrique Eduardo Roberto Smiles
Ing. José Alberto Montaldo
Sr. Diego Schabes
Ing. María Laura Carcagno
Sra. María Inés Sainz
Ing. Guillermo M. Rocchetti
Cdr. Rubén de Muria
Sr. José Luis Fachal
Dra. Gabriela Roselló

Dr. Luis Patricio Salado
Ing. Jorge M. Buciak
Ing. Martín Yáñez
Cont. Ricardo Armando Rodríguez
Sr. Daniel Ciaccia
Lic. Gustavo Oscar Peroni
Ing. Carlos Gargiulo
Ing. Daniel A. Santamarina
Ing. Diego Grimaldi
Ing. Jorge Meaggia
Ing. Ignacio Javier Neme
Ing. Hernán Stockman
Ing. Diego Martínez

Sr. Nino D. A. Barone
Lic. Roberto Meligramma
Ing. Adrián Marcelo Burtnik
Geól. Mariano González Rithaud
Sr. Iván Hansen
Ing. José María González

Vocales Suplentes

Revisores Cuentas Titulares

Revisores Cuentas Suplentes

ENERGÍA QUE GENERA ENERGÍA

Brindamos soluciones integrales de abastecimiento de combustibles y lubricantes para la industria petrolera. Ofrecemos servicios para una operación ininterrumpida en lugares aislados y de difícil acceso.



Para más información: 0810-122-9733
Gerencia Comercial Oil & Gas | ypf.com.ar

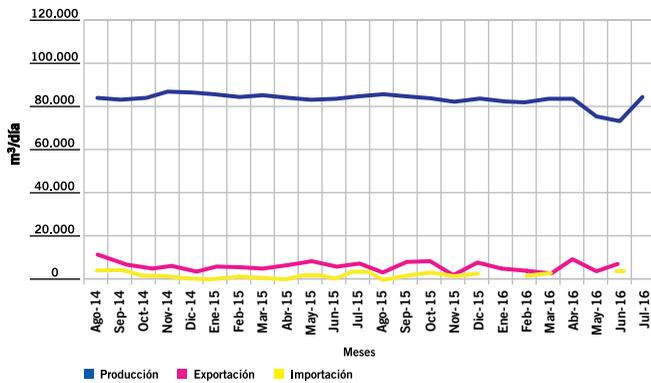
YPF

LOS NÚMEROS DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

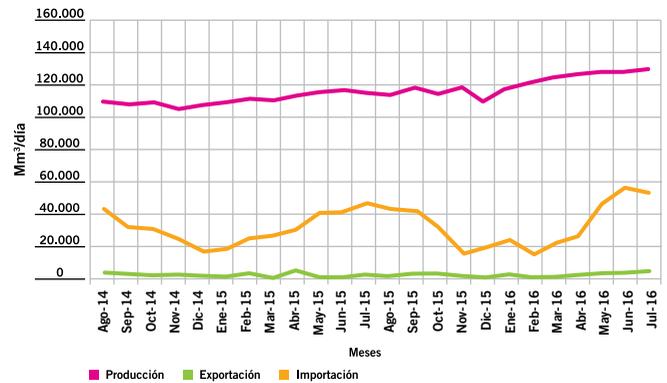


www.foroiapg.org.ar
 Ingresa al foro de la industria del petróleo y del gas

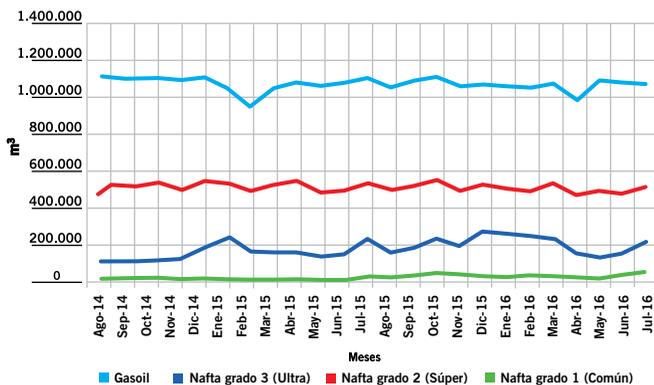
Producción de petróleo vs. importación y exportación



Producción de gas natural vs. importación y exportación



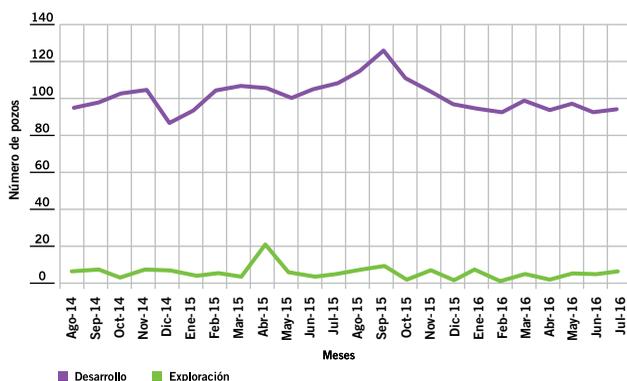
Ventas de los principales productos



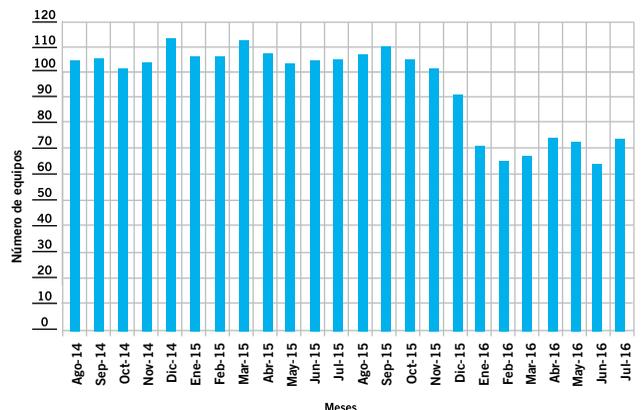
Precio del petróleo de referencia WTI



Pozos perforados



Cantidad de equipos en perforación



#MakeThingsBetter
total.com.ar

COMPROMETIDOS CON EL GAS NATURAL

Total invierte en gas natural para reducir la huella de carbono
de la matriz energética global



TOTAL

COMMITTED TO BETTER ENERGY



Lecciones y experiencias aprendidas, en la Oil & Gas Patagonia 2016



Con gran éxito el IAPG realizó, del 21 al 24 de septiembre la Oil&Gas Patagonia 2016, la Expo más importante de la región sobre la Industria de los Hidrocarburos que, como en otras ocasiones, se desarrolló en el Espacio Duam de la Ciudad de Neuquén.

Durante tres intensas jornadas, más de 5.200 personas visitaron la muestra, en la que 105 expositores mostraron sus productos y tuvieron oportunidad de asistir a las 32 charlas técnicas que brindó la Expo o a las jornadas adjuntas organizadas por el IAPG: la Jornadas de Tratamiento de Agua de Fractura y en Lodos de Perforación y las 2° Jornadas de Evaluación y Desarrollo de Reservorios *Tight*, a las que asistieron 328 profesionales y en las que se ofrecieron 27 y 10 conferencias, respectivamente.

En la inauguración oficial, el presidente del IAPG, el Ing. Ernesto López Anadón, dio la bienvenida a los asistentes, así como al gobernador de la Provincia del Neuquén, Omar Gutiérrez; al gobernador de la Provincia de Río Negro, Alberto Weretilneck; y a otras autoridades, como el Secretario de Recursos Hidrocarbúricos de la Nación, José Luis Sureda, y el presidente del Concejo Deliberante de la

Ciudad de Neuquén, David Schlereth.

Los 105 expositores llenaron los tres pabellones de la muestra, de unos 1.870 m² cubiertos y grandes espacios al aire libre donde se expuso maquinaria de la industria.

Las jornadas fueron igualmente exitosas, según las devoluciones de los asistentes. Se destacaron las 2° Jornadas de Evaluación y Desarrollo de Reservorios *Tight*, cuyo lema “Experiencias, innovaciones y potencial del *tight gas*” fue muy significativo en respuesta a una demanda largamente sostenida. Durante la jornada se mostraron casos reales de la experiencia en el área por parte de las empresas, en sus errores y éxitos y sobre todo, en sus lecciones aprendidas, que contribuyen a formar la curva de aprendizaje. Varias de las ponencias se exponen en este número de *Petrotecnia*.

Asimismo hubo una jornada inicial sobre Responsabilidad Social de la Empresa (RSE) en la que se presentó el último informe RSE de la industria del petróleo y del gas en la Cuenca Neuquina.

La Expo Oil&Gas Patagonia se realiza cada dos años en las cuencas productivas del sur del país y está dirigida a todas las personas relacionadas con la industria de los hidrocarburos:





Juntos somos mejores



El desarrollo de la energía inteligente fluye a partir de las grandes ideas.

MWH ahora es parte de Stantec.

Juntos, ahora ofrecemos una mayor variedad de servicios de medio ambiente, ingeniería, adquisiciones y gestión de la construcción para upstream y midstream. Diseñamos ductos, terminales y refinerías, así como infraestructuras de plantas de procesamiento e instalaciones de campo para el sector de gas y petróleo.

Visite stantec.com y mwhglobal.com para conocer más.

Tel.: 011 5274 3100 / argentina@mwhglobal.com





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



ingenieros, geocientistas, técnicos y personal de empresas; así como constituye una excelente oportunidad para hacer negocios.

Al cerrar sus puertas, en la noche del sábado 24, quedó la satisfacción de haber demostrado el lema de este año: “Presente y futuro de los hidrocarburos”, ya que en la

muestra y en las jornadas logramos manifestar la necesidad de la industria en este momento para desarrollar su enorme potencial.

Las fotos del evento pueden verse en <https://www.facebook.com/pg/IAPGinfo/photos/?tab=albums>



Capture 100% de los Fluidos de Su Yacimiento

PRESENTANDO EL SISTEMA COREVAULT® DE HALLIBURTON

Si opera un campo no convencional, nuestro sistema CoreVault le permitirá extraer 10 núcleos del pozo y mantener 100% de los fluidos intactos en un recipiente sellado durante la extracción y el transporte – sin que se despresurizen. Con otros sistemas tradicionales de extracción de núcleos se escapan entre un 50 y 70% de los fluidos. Más precisión, mejores resultados. Contáctenos hoy.

halliburton.com/corevault

Desarrollo Lajas *Tight Gas* en el área Cupen Mahuida

Lecciones aprendidas y por aprender

Por *Federico Wagner, Pilar Alencastre, Gustavo Terrasanta (YPF S.A.) y Diana Masiero (Y-TEC)*

El siguiente trabajo busca condensar las experiencias de seis años de desarrollo en la formación Lajas en el área de Cupén Mahuida. Si bien hubo numerosas lecciones aprendidas a lo largo de este tiempo, se seleccionaron las más relevantes, en el intento de abarcar diversas temáticas, desde mediciones de laboratorio hasta políticas de explotación.

El yacimiento Cupén Mahuida se encuentra en el área de reserva Aguada Toledo-Sierra Barrosa al Sur del embalse artificial Los Barreales, aproximadamente a 70 km al ONO de la Ciudad del Neuquén, a 25 km al NE de la ciudad de Plaza Huincul y a 30 km al SSO del yacimiento Loma La Lata, como se observa en la figura 1.

Corresponde a un anticlinal elongado W-E cierre en 4 direcciones, cuya génesis general está asociada al levantamiento de la Dorsal de Huincul y, en particular, a una falla inversa de basamento, de rumbo E-W y vergencia al sur, conocida como falla de Sierra Barrosa. Adicionalmente se presentan una serie de fallas directas de rumbo N-S que producen discontinuidades laterales y compartimentalización de las unidades.

La Formación Lajas de edad Jurásico Medio tiene un espesor de hasta 1000 m compuesto por areniscas finas a gruesas hasta conglomerádicas, intercaladas con arcillitas, dividida en tres miembros, con permeabilidades que van desde 1 a 100 mD como se esquematiza en la figura 2.

Esta unidad fue depositada en un ambiente de tipo deltaico-fluvio dominado con acción subordinada de mareas y olas, con asociación de facies correspondientes a planicies deltaicas distales, canales distributarios y frente deltáico.

A principios de 2001, se comenzó con el desarrollo del área Cupen Mahuida con objetivos de gas profundos en reservorios volcánoclasticos, naturalmente fracturados. Al



atravesar la formación Lajas, si bien se producían manifestaciones, no existía el conocimiento ni la tecnología para desarrollar producciones comercialmente rentables en formaciones *tight*. El desarrollo comenzaría recién en 2008 mediante un proyecto piloto en el que se perforaron cuatro pozos nuevos y se repararon otros tres pozos existentes, utilizando técnicas de fracturamiento con grandes

caudales y volúmenes. Los resultados obtenidos fueron satisfactorios y alentaron la continuidad del proyecto.

En 2011 se continuó con actividad de delineación y el desarrollo masivo comenzó en 2013. En 2015 se completó el desarrollo a distanciamiento de 19 ha y ese mismo año se comenzó con el piloto de perforación infill, con resultados satisfactorios que dieron lugar a su masificación. En

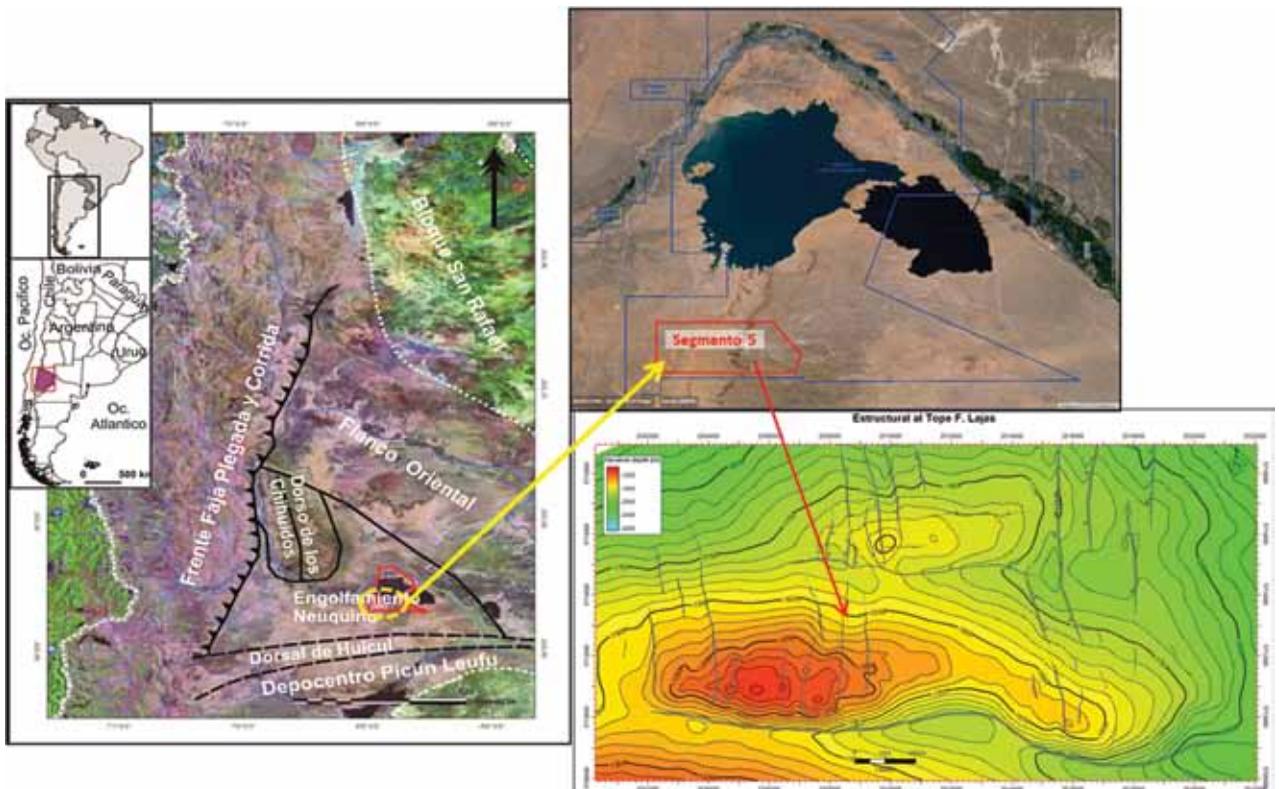


Figura 1. Ubicación del yacimiento Cupen Mahuida (Segmento 5) donde se produce gas *tight* de la fm Lajas.

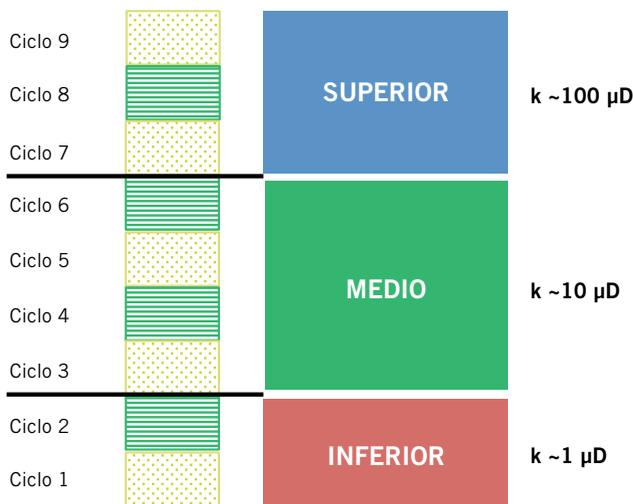


Figura 2. Esquema de los 9 ciclos de Lajas agrupados en tres secuencias. Los ciclos pares son predominantemente pelíticos, mientras que los impares son predominantemente arenosos.

la actualidad existen 155 pozos perforados en el área para la formación Lajas.

Como se observa en la figura 3, la perforación se intensifica a partir de 2013 con el objetivo de incrementar la producción de gas. Paralelamente a la perforación de más pozos, se evaluó producir por orificios mayores, ya que de esta forma se cumpliría el mismo objetivo sin inversión asociada.

Manejo de orificios, un ejemplo de campo

En este apartado podremos observar el efecto de la política de explotación en la productividad de los pozos del proyecto. Para tal fin, compararemos el comportamiento de dos pozos próximos, con condiciones petrofísicas y posiciones estructurales similares, así como también cantidad de fracturas y tecnología de estimulación (Figura 4).

Al momento de su puesta en producción se adoptaron distintas estrategias. Ambos pozos iniciaron el período de *flowback* por orificio de 6 mm. Luego al Pozo 2 se le aumentó progresivamente el orificio hasta 10 mm, mientras que en el Pozo 1 se lo llevó hasta 12 mm. En la figura 5 podemos apreciar las curvas de producción iniciales. Se observa un comportamiento similar hasta el orificio de 10 mm; pero al pasar a 12 mm, el Pozo 1 cambia notablemente la tasa de declino. Y como veremos, este comportamiento mostró no ser reversible.

Analizando la IPR calculada del pozo Pozo 1, es notable observar cómo disminuye la productividad inmediatamente después de cambiar el orificio a 12 mm (puntos celestes) y cómo cambia la forma de la IPR del pozo, evidenciado por la ubicación de los puntos naranjas en el gráfico de la derecha (Figura 6) al volver a un orificio de 10 mm, mostrando un efecto irreversible. Comparando ambas curvas podemos ver también que previo al cambio, presentaban comportamientos similares.

SIAM ARCON

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



AESA



La única empresa local y una de las pocas de la región que integra todas las fases de un proyecto desde su conceptualización hasta su operación y mantenimiento, a través de sus 4 unidades de negocio:

INGENIERÍA

Contamos con especialistas en todas las disciplinas para el diseño de plantas, desde la ingeniería básica hasta la de detalle.

FABRICACIÓN

Somos la planta de calderería pesada más importante y mejor equipada del país.

CONSTRUCCIÓN

Especialistas en proyectos de alta complejidad, con equipos propios para la ejecución y logística de los mismos.

SERVICIOS

Somos uno de los principales prestadores de O&M en el rubro del O&G de la Argentina.

aesa.com.ar



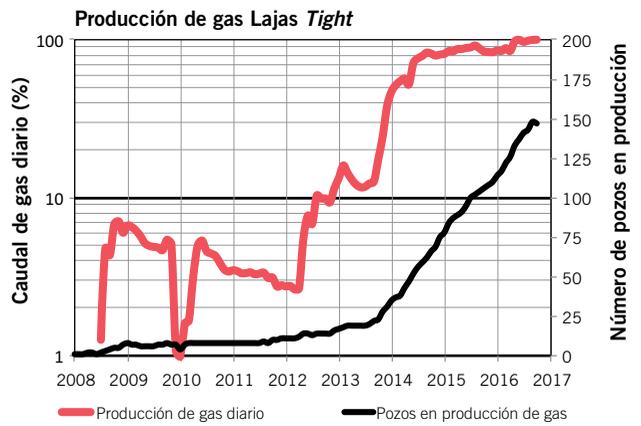
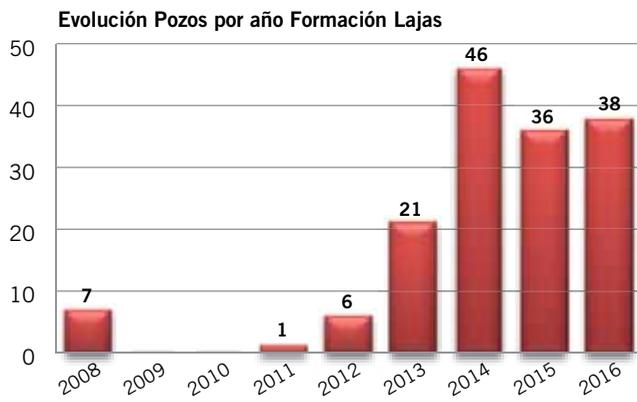


Figura 3. Campañas de perforación de pozos a Lajas (izq.). La producción diaria de gas (rojo) y los pozos en producción (negro) (der).

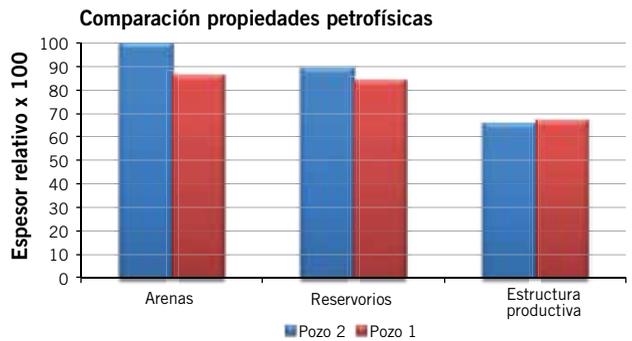
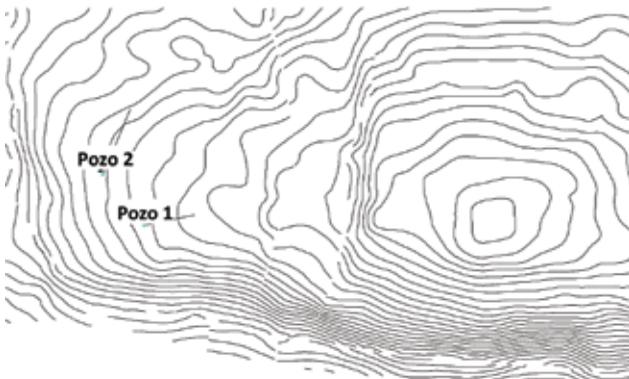


Figura 4. Posición estructural y condiciones petrofísicas.

El flujo bilineal se identifica como una recta de pendiente $\frac{1}{4}$ en el gráfico de diagnóstico que relaciona el índice de productividad (en pseudopresiones) en función del tiempo de balance de materiales (Figura 6, izquierda). Se observa que el flujo bilineal en el Pozo 1 comienza al final del ensayo por orificio de 10 mm (puntos verdes). De igual manera, en la figura 7 se puede apreciar cómo aumenta la pendiente en el gráfico diagnóstico en función de la raíz cuarta del MBT (derecha), indicando una reducción en la conductividad de las fracturas, con su consiguiente impacto en la productividad¹.

Existe una correlación aceptable entre la acumulada final y el NHPV ($Hu * Poro * Sg$) obtenido por el análisis petrofísico de cada uno de los pozos. Se estima para el Pozo 2 una relación de acumulada de 3 a 1 con respecto al

Pozo 1, ubicándose por sobre la línea que define los mejores comportamientos del campo (Figura 8), mientras que este último se encuentra entre los de más bajo rendimiento, con un NHPV similar, mostrando la importancia de la definición de un *drawdown* contenido durante la primera etapa de la vida del pozo.

De acuerdo con este análisis, la política de explotación adoptada consiste en iniciar la producción de los pozos con orificios no superiores a 10 mm.

Para desarrollar el yacimiento de forma eficiente y siempre con el objetivo de aumentar la producción, se evaluó la perforación de pozos nuevos con distanciamiento menor al original. Para ello, se realizó un modelo dinámico de simulación donde se estudió el efecto de la producción de las arenas *tight* fracturadas hidráulicamente.

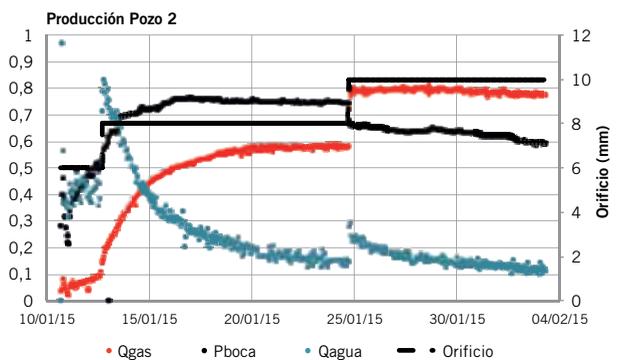
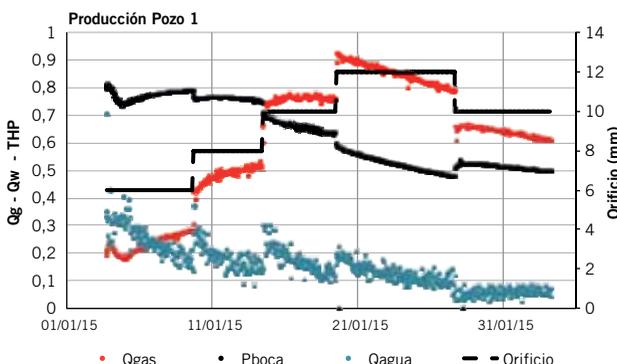


Figura 5. Curvas de producción durante el *flowback*.



a. marshall moffat®

SINCE 1952

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

ARCO ELÉCTRICO • FLAMABILIDAD • SOLDADURA • SALPICADURA DE METALES FUNDIDOS



Cumpliendo con las siguientes Normas:

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

INDURA
Ultra Soft



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

Sucursales propias en:

ARGENTINA

VENEZUELA

BRAZIL

CHILE

USA

CONSULTAS TÉCNICAS
0800-222-1403

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

(011) 4302 - 9333 - Cap. Fed.

(011) 4343-0678 - Centro

(011) 5952-0597 - Bahía Blanca

(0299) 15405-4479 - Neuquén

(0297) 154724383 - Cdo. Rivadavia

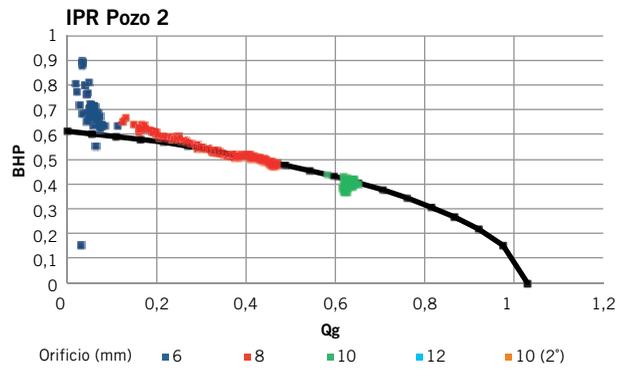
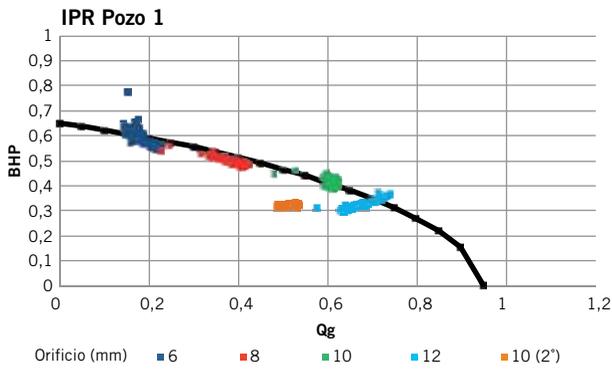


Figura 6. Comparación evolución IPR en ambos pozos.

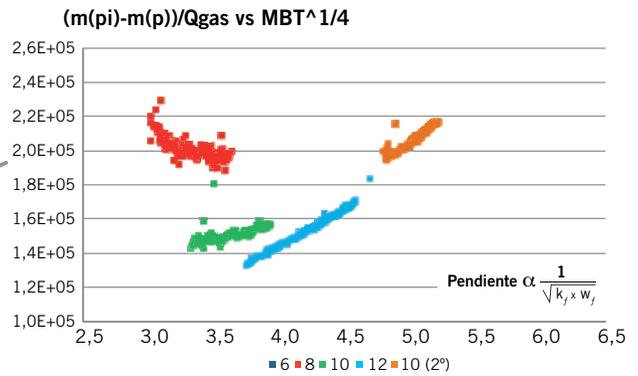
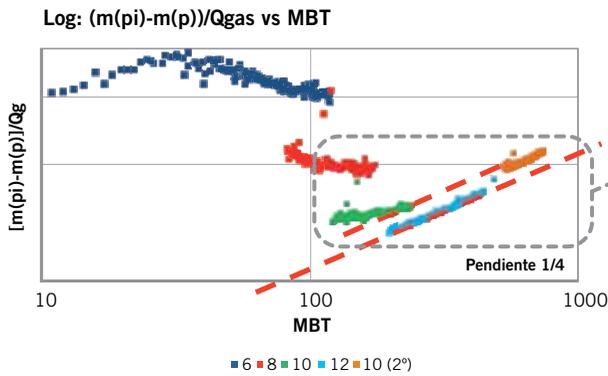


Figura 7. Determinación del flujo bilineal y aumento de la pendiente en gráfico diagnóstico.

MÁS EFICIENTE EN LA EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS

CONOZCA MAS DE NUESTRAS UNIDADES DE NEGOCIO QUE DESDE HACÉ 4 AÑOS FUNCIONAN EN ARGENTINA

Equipo de perforación montado sobre camiones

Equipos de Perforación y Reparación de Pozos

Equipos de fracturación

Equipos de fracturamiento

Equipos en Boca de Pozo y Cabezales

Equipos de Procesamiento de Petróleo y Gas

Compresores recíprocos

Equipos de generación de nitrógeno

Equipos de cementación

Equipos de Compresión de Gas

KERUI

KERUI PETROLEUM ARGENTINA

Av. Carlos Pellegrini 1363, 1 piso, Capital Federal, Argentina.
 federicomiller@keruigroup.com 0054 11 3270 0674
 marcelo@keruigroup.com 0054 11 2363 1606
 www.keruigroup.com

KERUI
KERUI PETROLEUM

Modelo dinámico sectorial

Para realizar el modelo de simulación, se seleccionó un sector del yacimiento que cuenta con suficiente historia de producción y ensayos de PLT. El objetivo principal consiste en poder estudiar cómo se propagan los disturbios de presión en las diferentes secuencias y cómo se producen interferencias entre pozos de acuerdo con el rango de permeabilidad que le corresponda a cada ciclo. Cuánto de la producción del pozo infill es aceleración y cuánto corresponde a un incremento de reservas.

El modelo estático se construyó a la misma escala en la cual fue simulado dinámicamente. El poblado de la porosidad fue condicionado a facies reservorio y no reservorio y para el modelado de las fracturas hidráulicas se utilizó un modelo de doble porosidad, utilizando elipsoides para representar su geometría. Esta construcción es artesanal para cada fractura de acuerdo con los resultados reales de cada etapa de fractura.

La inicialización del modelo se hace fuera del equilibrio, ya que las fracturas del modelo se encuentran saturadas en agua y a diferente presión que la matriz. Estos parámetros de saturación de agua y presión en las fracturas son parámetros de ajuste. La figura 9 muestra las saturaciones y presiones iniciales tanto para la matriz como para las fracturas.

La permeabilidad de la matriz se asignó de acuerdo con las leyes k-phi disponibles a ese momento. Sin embargo, posteriormente, se tuvieron que modificar, ya que no era posible un ajuste histórico razonable, y se postularon nuevas leyes k-phi con las cuales el modelo podía reproducir los resultados históricos observados tanto de producción de gas y agua de *flowback* a nivel pozo como de presiones de boca de pozo. Esta nueva propuesta difería casi en un orden de magnitud en los valores considerados como se puede observar en la figura 10.

El ajuste obtenido a nivel pozo fue bueno y la ubicación a nivel de secuencias fue aceptable. Tal como se podría intuir, la permeabilidad desempeña un papel central y es la secuencia superior la que sufre el disturbio de presión más marcado y donde se producen interferencias más tempranas. La figura 11 muestra los disturbios de presión dentro del reservorio para cada una de las secuencias en un estadio temprano, y luego con el pozo infill después de trece años de producción. Se observa una interferencia más marcada en la secuencia superior de acuerdo con su mayor permeabilidad. Los bajos factores de recobro para la secuencia inferior muestran

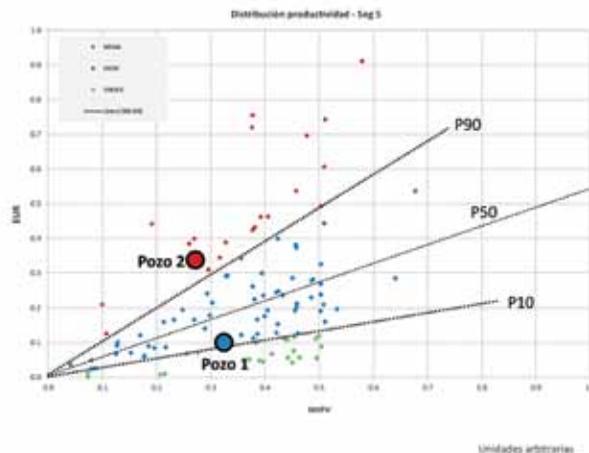


Figura 8. Relación EUR vs NHPV.

Del Plata Ingeniería S.A.

Empresa de ingeniería y servicios con más de 40 años de experiencia en la industria de la energía, gas y petróleo.

INGENIERÍA Y CONSTRUCCIÓN

- Plantas Llave en Mano (TKP - EPC)
- Plantas de Compresión de Gas y Generación de Energía Eléctrica
- Procesos Industriales

TURBOMÁQUINAS

- Overhaul de Turbinas y Motores
- Upgrade Integral
- Operación y Mantenimiento - LTSA

SISTEMAS DE CONTROL

- Turbomaquinas y Plantas Industriales
- Provisión Llave en Mano
- Reemplazo - Upgrade

MONITOREO EQUIPOS DE TORRE

- Perforación - Workover - Pulling
- Registro - Monitoreo - Perf. Automático
- Registrador Electrónico - WITSML

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

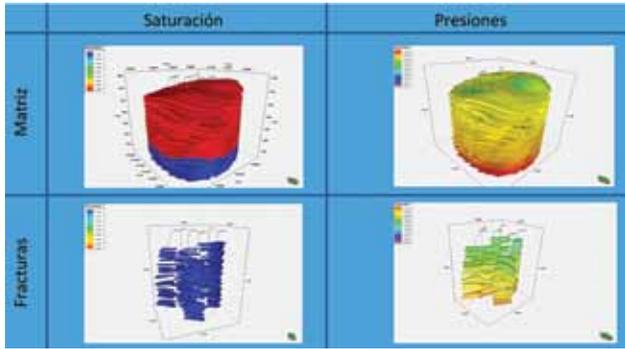


Figura 9. Saturaciones y presiones iniciales tanto para la matriz, como para las fracturas hidráulicas.

que existen posibilidades de desarrollo.

Además de las conclusiones mencionadas, una de las más importantes que se obtuvo del modelo es que demostró que, aun con las interferencias que se producen, la perforación de pozos infill es rentable. En la actualidad, casi el 20% de los pozos en producción son pozos infill y aportan más del 30% de la producción del campo como se observa a continuación (Figura 12).

Medición de permeabilidades al gas en laboratorio

Como mencionamos previamente, en una instancia temprana del desarrollo se contaban con pocas medicio-

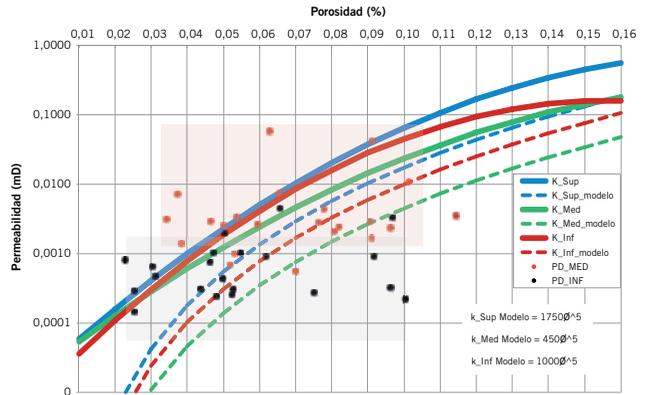


Figura 10. En trazo continuo las Leyes K-phi iniciales para cada secuencia y en trazo punteado las leyes que necesitó el modelo de simulación para poder ajustar la historia de producción.

nes de permeabilidad medidas de forma tradicional con el método estacionario, y con las cuales se construyeron leyes k-phi para cada una de las secuencias. Sin embargo, al utilizar estas leyes, el modelo dinámico de simulación necesitó modificar las leyes k-phi casi en un orden de magnitud para obtener un buen ajuste histórico (Figura 10). Esto impulsó una campaña de medición sobre testigos laterales y de corona de 185 muestras para la formación Lajas en donde se optó por medir las permeabilidades tanto por el método estacionario como por un método No estacionario diseñado para muestras de baja permeabilidad conocido como Pulse Decay¹. Este método consiste en confinar la

LUBRIFICACION.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

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.

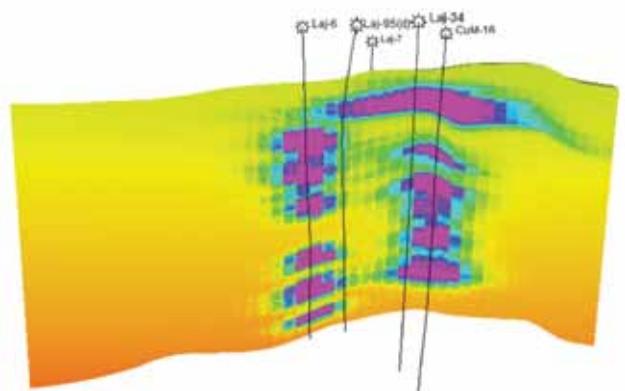
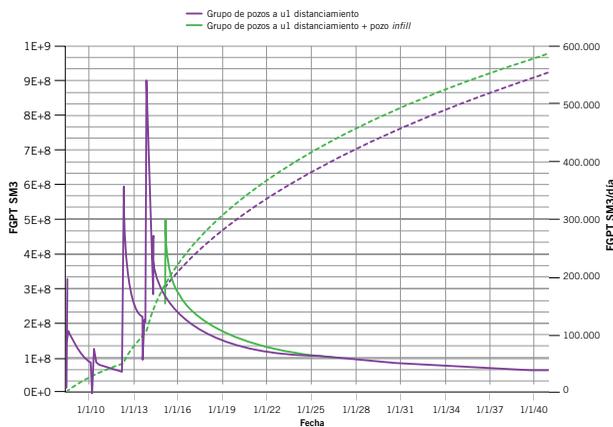
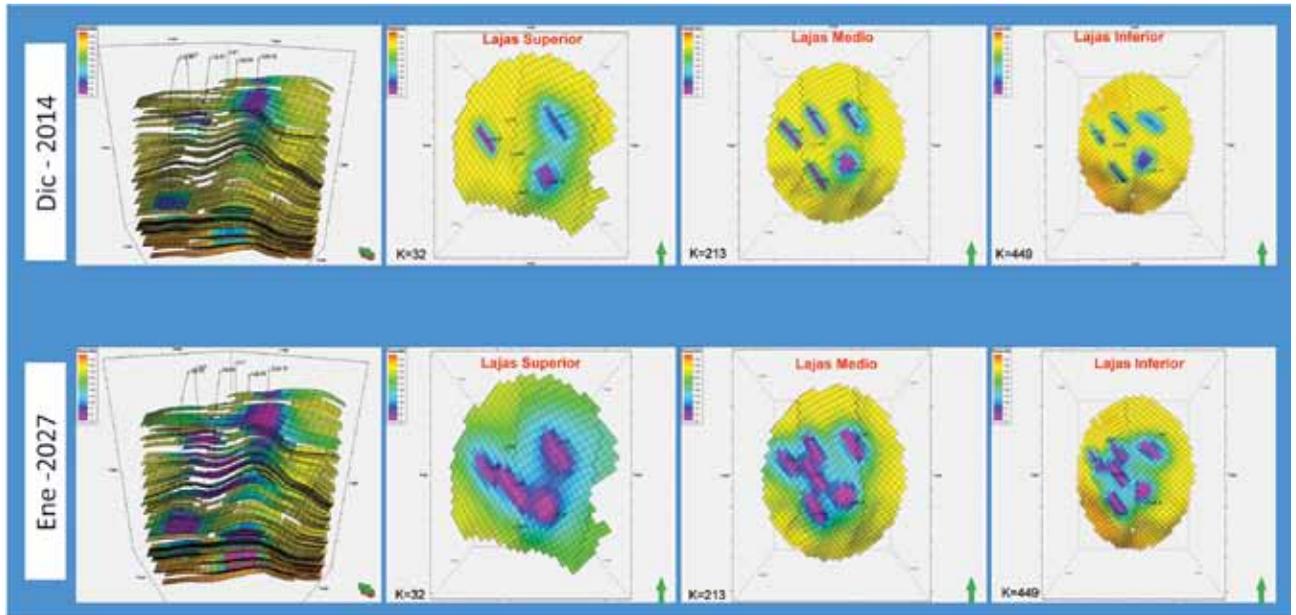


Figura 11. Arriba: Comparación del disturbio de presión para cada una de las secuencias luego de 12 años de producción. Abajo izquierda: En magenta la producción de 5 pozos con distanciamiento original y en verde la misma configuración incluyendo el pozo *infill*. Abajo derecha: Corte donde se observan los disturbios de presión en la vertical, localizados en las zonas estimuladas.

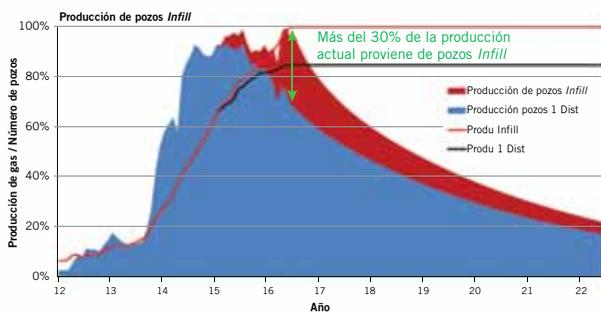


Figura 12. Producción diferenciada en pozos a un distanciamiento y pozos *infill*.

muestra en una celda biaxial o triaxial que se encuentra conectada a dos volúmenes de referencia como se muestra en la figura 13. Se comienza con todos los volúmenes a una misma presión, se cierra la válvula 1 aislando la muestra y el recipiente 2, se eleva la presión en el recipiente 1, se abre la válvula y se genera un pulso de presión que tiende a igualar las presiones. El cambio temporal de las presiones medidas está relacionado con la permeabilidad de la muestra, aun sin llegar al estado estacionario. Esto lo convierte

en una de las principales ventajas con respecto al método tradicional, ya que alcanzar el estado estacionario sobre muestras tight puede ser muy lento.

Las primeras mediciones mostraron que las permeabilidades obtenidas por el método de Pulse Decay eran inferiores a las obtenidas con el método estacionario (Figura 14). Al observar que estos resultados se encuentran en concordancia con lo predicho por el modelo dinámico, se comienza a pensar que tal vez en formaciones tight las permeabilidades tiendan a estar sobreestimadas si han sido medidas de forma tradicional.

Sin embargo, las medidas posteriores demostraron que existen tantas muestras donde las mediciones por medio del método estacionario son mayores a las resultantes con el método de *Pulse Decay* como a la inversa. Las diferencias rara vez llegan a ser de un orden de magnitud excepto en permeabilidades por debajo de 1 mD donde, en la mayoría de los casos, el método de *Pulse Decay* mide más permeabilidad.

En cuanto a las leyes k-phi, es realmente difícil encontrar una relación clara entre permeabilidad y porosidad, ya que la dispersión es sumamente grande hasta 1 orden de magnitud en la secuencia Superior e Inferior y hasta dos órdenes de magnitud en la secuencia Media que es la que presenta mayores intercalaciones pelíticas.

ULTRA LIVIANOS



CUERO
100%
NATURAL



DEHICI



PUNTERA DE ALUMINIO
40% MAS LIVIANA



PROFESIONALIZATE.
NUEVO MODELO STREET



LA CIUDAD ESTÁ CAMBIANDO.

FUNCIONAL
CALZADO DE SEGURIDAD

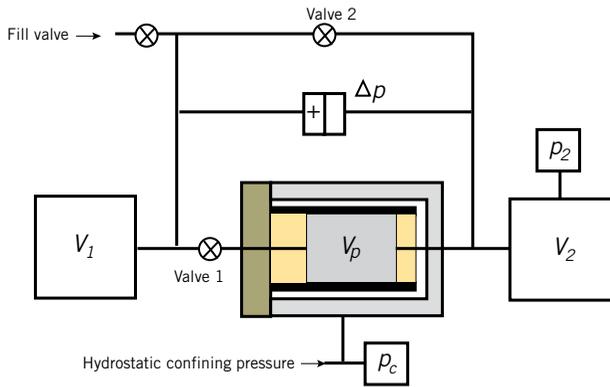


Figura 13. Esquema del equipo de medición de permeabilidad por el método *Pulse Decay*.

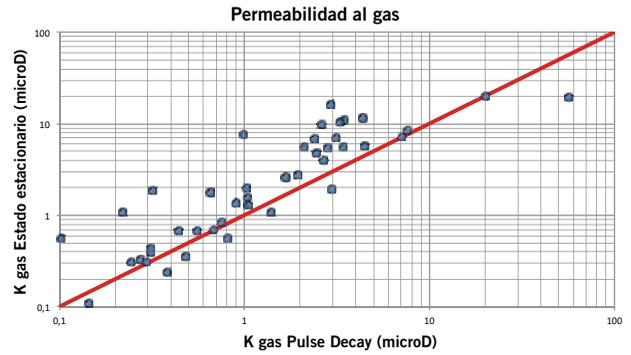


Figura 14. Comparación de permeabilidad entre estado estacionario y *Pulse Decay*.

K estacionario @NOBP vs. K Pulse Decay @NOBP

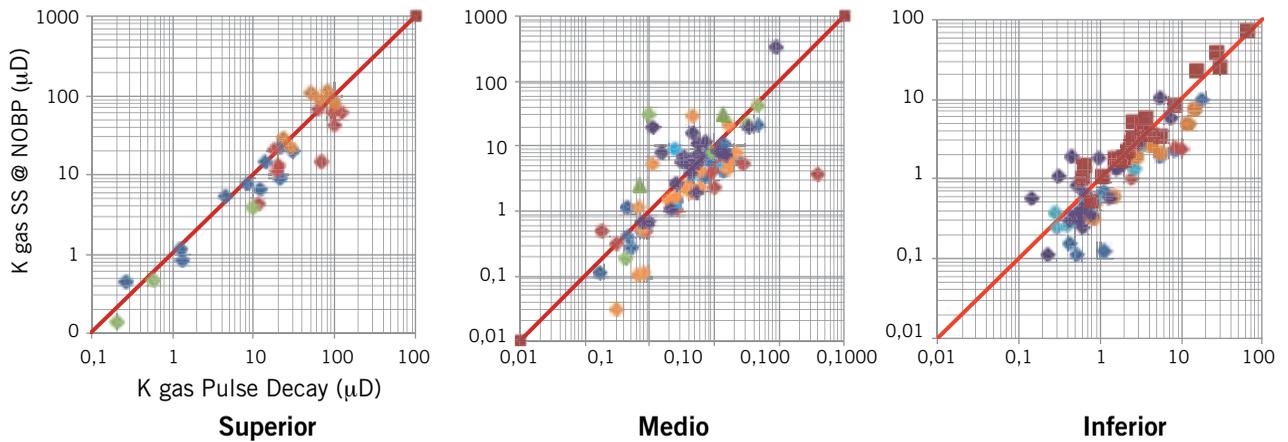


Figura 15. Ídem figura 14 para todas las muestras (izq.). 185 muestras medidas con el método de *Pulse Decay* y las leyes K-phi, iniciales y del modelo de simulación (der.).

Pozos horizontales

Entre los resultados más importantes de la simulación dinámica podemos destacar el factor de recobro para cada una de las secuencias. Tal como se podría esperar, el rango de permeabilidades cumple un papel central y es la secuencia inferior la que presenta la menor recuperación. Afortunadamente esta secuencia se caracteriza por espesores arenosos que oscilan entre 60 m y hasta más de 100 m de espesor útil y una gran continuidad lateral. Con todas estas características, es razonable considerar un desarrollo cuyo objetivo sea el de aumentar el factor de recobro a través de pozos

horizontales. Para evaluar la viabilidad de tal desarrollo se perforó a principios de 2016 el primer pozo horizontal en Segmento 5. Para su ubicación se priorizó la zona de mayor espesor útil y se realizaron siete fracturas hidráulicas de 2500 bolsas sobre 800 m de rama horizontal. Cada una de estas estimulaciones fue registrada con microsísmica y con la inyección de trazadores en el agua de fractura.

Al igual que todos los pozos previos durante el *flowback* la producción inicial de agua fue elevada y comenzó a descender rápidamente aumentando la producción de gas. Sin embargo, los caudales de gas fueron mucho menores a

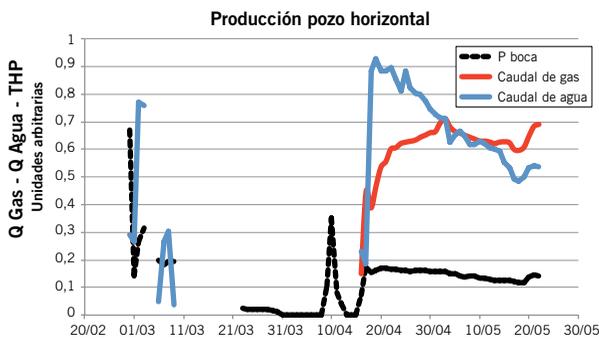


Figura 15. Ídem figura 14 para todas las muestras (izq.). 185 muestras medidas con el método de *Pulse Decay* y las leyes K-phi, iniciales y del modelo de simulación (der.).

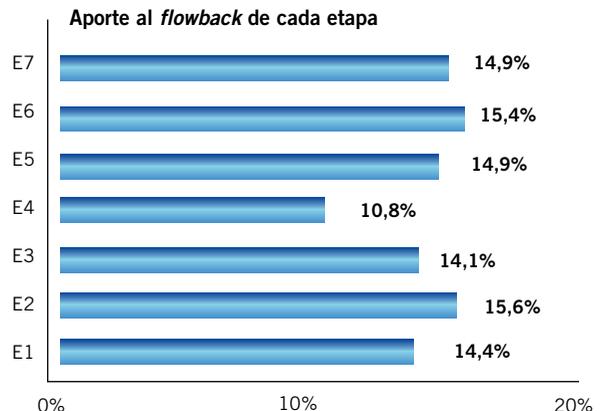


Figura 16. Producción del pozo horizontal.

EMPRESA NEUQUINA DE SERVICIOS DE INGENIERÍA



25 años al servicio de nuestros clientes



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

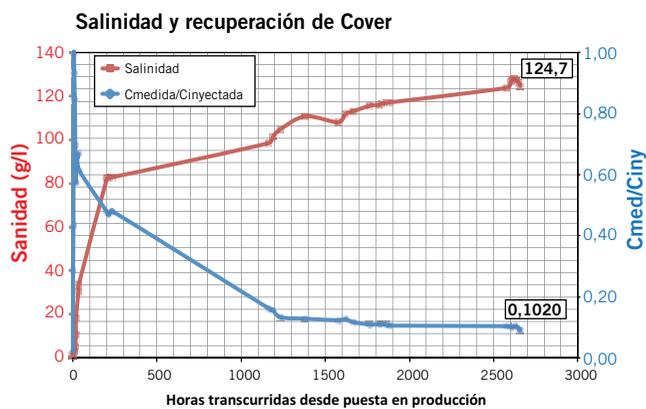


Figura 17. Porcentaje de aporte de trazadores de cada etapa (izq.). Salinidad y concentración de cover medida con respecto a la inyectada (der.).

los esperados y la producción de agua acumulada supero en tres veces el caudal inyectado. La salinidad fue evolucionando en el tiempo hasta alcanzar los valores de formación lo cual generó muchas dudas y preguntas acerca del comportamiento de la producción futura (Figura 16).

La microsísmica mostró que todas las fracturas alcanzaron las longitudes y alturas diseñadas aunque todas las etapas se propagaron hacia abajo. Por otra parte, la recuperación de los distintos trazadores fue elevada y no mostró asimetrías de producción. La razón entre concentración medida e inyectada (Cm/Ci) disminuyó hasta estabilizarse en valores cercanos a 0,1 (Figura 17).

Con todos estos indicadores es indudable que el pozo produce agua de formación; sin embargo, es difícil imaginarse como puede ser móvil con permeabilidades de 1-10 mD. Por otro lado, si la relación Cm/Ci es constante, el volumen de agua debe ser finito, ya que de otra forma debería disminuir asintóticamente a cero.

Una hipótesis que cumple con todos estos observables es suponer que existe agua móvil que, por efectos capilares, se encuentre atrapada y que, en el proceso de estimulación hidráulica, se libere y se pueda producir en grandes cantidades. Si este fuese el escenario solo deberíamos producir hasta agotarla y comenzar a producir el gas. La pregunta que surge inmediatamente es ¿cuánto hay que producir?

La microsísmica nos permitió calcular el volumen de roca estimulada por las fracturas, considerando porosidades y saturaciones de agua de formación, el volumen de agua a producir sería de cuatro veces el agua inyectada. Por otra parte, la relación Cm/Ci cercana a 0,1 indica que debería producir al menos 10 veces el agua inyectada.

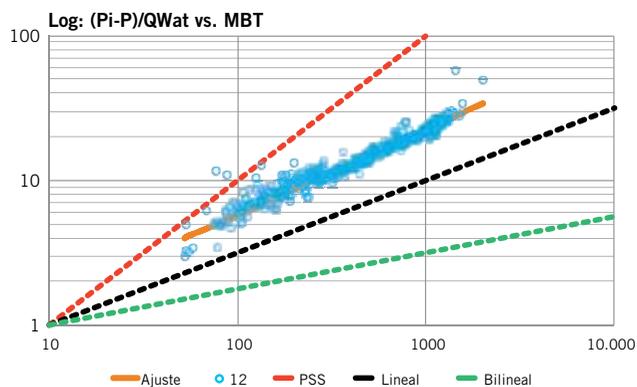


Figura 18. Gráfico de diagnóstico para determinar el tipo de flujo del agua producida.

Pero, si el flujo fuese volumétrico, se debería observar una pendiente unitaria y se podría calcular su volumen. El procedimiento es el mismo que se muestra en la figura 7, pero aplicado al agua. El análisis del gráfico de diagnóstico mostró que el flujo se comporta linealmente con lo cual nuestra hipótesis inicial debe descartarse. Aún debemos explicar cuál es mecanismo por medio del cual el agua puede moverse con permeabilidades tan bajas. Respuestas como conexión con fallas o capas de alta permeabilidad deberían observarse como asimetrías en la recuperación de trazadores.

Para este pozo hemos priorizado la zona con mayor espesor útil, pero en vista de estos resultados estamos realizando nuestro segundo pozo horizontal sobre la secuencia inferior, esta vez priorizando la posición estructural para garantizar la ausencia de agua.

Conclusiones

- Se pudo identificar cuantitativamente el impacto de la elección de orificios en la productividad de los pozos mediante gráficos de diagnóstico.
- Se realizó un modelo dinámico sectorial con las fracturas hidráulicas modeladas como celdas de doble porosidad, para lograr un ajuste razonable se tuvieron que crear leyes k-phi para las secuencias.
- El modelo dinámico determinó que hacer pozos infill es rentable.
- Se realizaron más de 180 ensayos de *Pulse Decay*. No difieren significativamente con respecto a los resultados obtenidos por el método estacionario.
- Si bien se observa que hay una gran dispersión en los valores de permeabilidad, se obtuvieron nuevas leyes k-phi @ NOBP para cada secuencia y se aproximan a las propuestas a través del modelo dinámico.
- Se mostraron los resultados de producción de trazadores en un pozo horizontal y cómo se identificó la entrada de agua de formación.
- Se analizó que la producción de agua de este pozo obedece a un comportamiento de flujo lineal y no volumétrico, como el resto de los pozos del campo analizados. ■

1 Advanced Reservoir Engineering, Ahmed/McKinney, página 1/95.

2 Dicker and Smits: "A Practical Approach for Determining Permeability from Laboratory Pressure-Pulse

3 Dicker and Smits: "A Practical Approach for Determining Permeability from Laboratory Pressure-Pulse Decay Measurements", SPE Conference Paper 17578-MS, 1988.

Tres razones para ser su mejor opción.



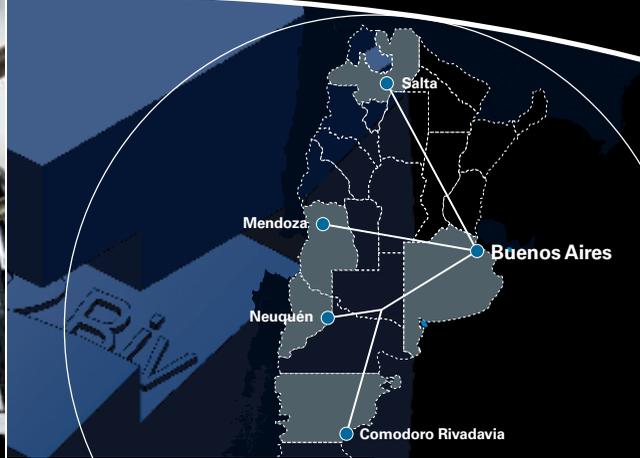
01

DISEÑO Y PRODUCCIÓN
TECNOLOGÍA DE PUNTA CON
ALTO VALOR AGREGADO
EN EL PRODUCTO.



02

STOCK PERMANENTE
DISPONIBILIDAD INMEDIATA DE
REPUESTOS ESTÁNDAR CON
ENTREGA JUST IN TIME.



Centro de Distribución Neuquén



03

CENTROS DE DISTRIBUCIÓN
LOCALIZACIONES ESTRATÉGICAS
Y MODERNA ESTRUCTURA DE
LOGÍSTICA ORGANIZADA.

Oilfield Products

Insumos y Repuestos para Workover & Pulling,
Herramientas de Ensayo y Completación,
Cementación y Fractura, Producción y B.O.P.



ATENCIÓN AL CLIENTE
+54 11 4554 8838
www.bivort.com.ar

 **Bivort®**

RUBBER TECHNICAL PRODUCTS



Caracterización estática e inicialización dinámica

de la Fm. Mulichinco
en el Yacimiento Rincón
del Mangrullo (RDM)

El yacimiento Rincón del Mangrullo (RDM) tuvo su etapa exploratoria y de delineación en forma discontinuada entre 1977 y 2006. A partir de 2012 pasa a constituir el activo estratégicamente con mayor potencial de desarrollo de gas de ANC, lo que llevó a una intensa actividad desde 2013. Esta actividad fue programada como consecuencia de un estudio interdisciplinario que abarcó un estudio geofísico, un análisis petrofísico, el modelado geocelular y la inicialización del modelo dinámico. En este trabajo se resumen los flujos de proceso y los resultados de esta actividad.

Ubicación

El yacimiento RDM se encuentra ubicado geográficamente a unos 60 km al sur-oeste de la localidad de Añelo, en zona de engolfamiento de la cuenca Neuquina.

Historia de desarrollo

La perforación del yacimiento se inicia en 1977 con la perforación del pozo M.x-7. YPF continuó operando el campo con la etapa exploratoria y la delineación continua hasta 2006.

En 2012 el bloque adquiere importancia debido al potencial de gas en la Fm. Mulichinco, y se inicia un desarrollo masivo en 2013 en sociedad con la Petrolera Pampa. Hasta la actualidad se han perforado 104 pozos entre verticales y dirigidos, además del primer pozo horizontal del campo. La producción actual luego de la compresión de las USP 1 y 2; alcanza los 4,8 Mm³.

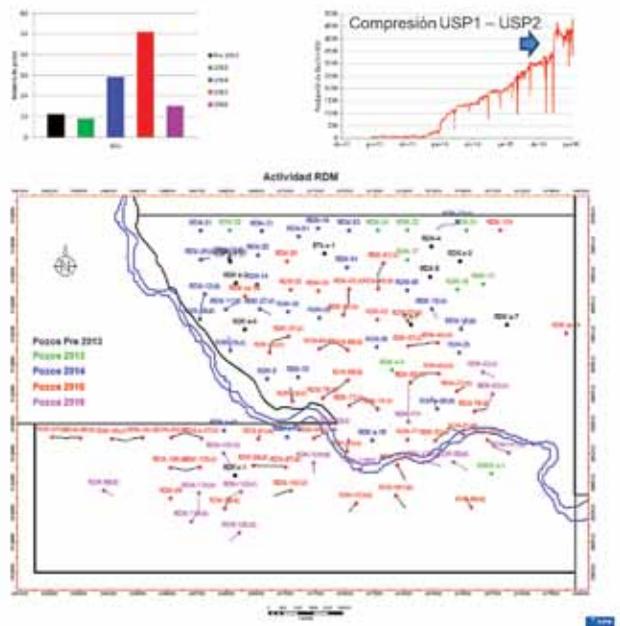


Figura 2. Historia de desarrollo.

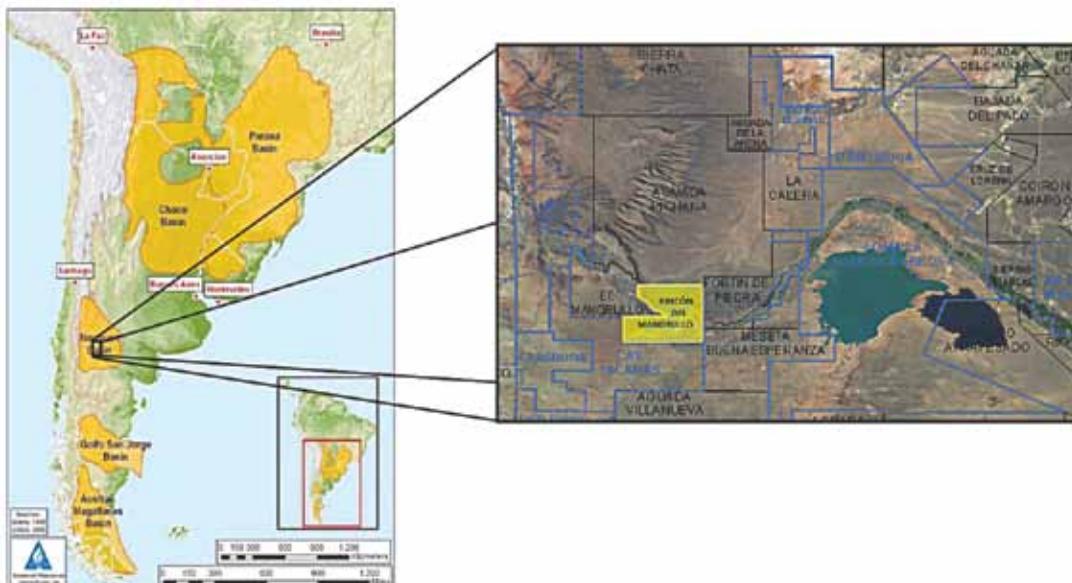


Figura 1. Ubicación del yacimiento RDM.

Fm. Mulichinco

La Fm. Mulichinco se compone de sedimentitas pertenecientes a facies continentales en la base, estuarinas en el tramo medio y de planicies de baja energía y lagunas costeras/engolfamientos en el tramo cuspidal (Schwarz, 2003). Se han reconocido tres secciones, denominadas inferior, media y superior (Vottero y González, 2002), en las cuales se registra en general una tendencia transgresiva, que culmina con la ingresión marina del Hauteriviano Temprano (Fm. Agrio).

En el Bloque Rincón del Mangrullo, la Fm. Mulichinco está constituida principalmente por areniscas finas a medias, distinguiéndose una sección basal eólica, cuya petrofísica muestra una gran variación areal producto de intensa diagénesis. Continúa con una sección media fluvial/estuarina, a la que sobreyasen depósitos marinos someros

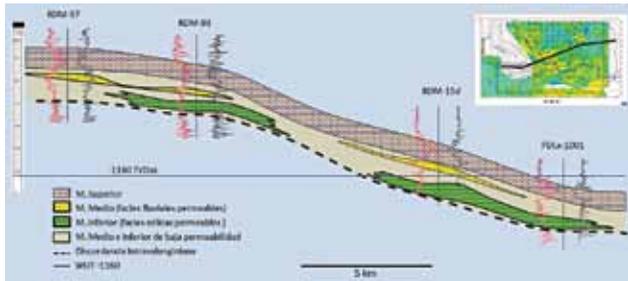


Figura 3. Fm. Mulichinco en el yacimiento RDM.

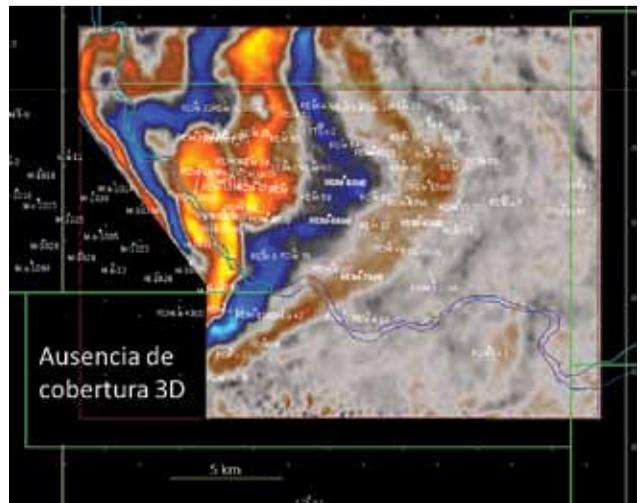


Figura 4. Cobertura 3D en RDM.

de la sección superior. Las dos primeras (Miembro inferior y medio) constituyen el reservorio, mientras que la sección superior conforma el sello (Figura 3).

Caracterización sísmica

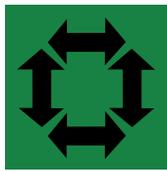
El bloque tiene una sísmica 3D de 196 km² adquirida en 1998, se refleja la cobertura en la figura 4, lo que fue

OROFLEX®200

OROFLEX, LA MANGA EN EL MUNDO MAS EMPLEADA EN EL TRANSPORTE DE AGUA EN EL SERVICIO DE FRACKING.

Con la garantía

Condarco 215, Quilmes, Bs As - +54 011 4224 1659 / 9019
info@inquisa.com.ar - www.inquisa.com.ar



LOCKWOOD

COMITTED TO PREVENT ENERGY LOSS

Safe Well Program

LOCKWOOD ha desarrollado el Programa **Safe Well**, el Risk Management Program orientado a mejorar la gestión de seguridad en el trabajo Cotidiano de Perforación, Workover y en Pozos.

PC | Planes de Contingencia para Blowout - BOCP

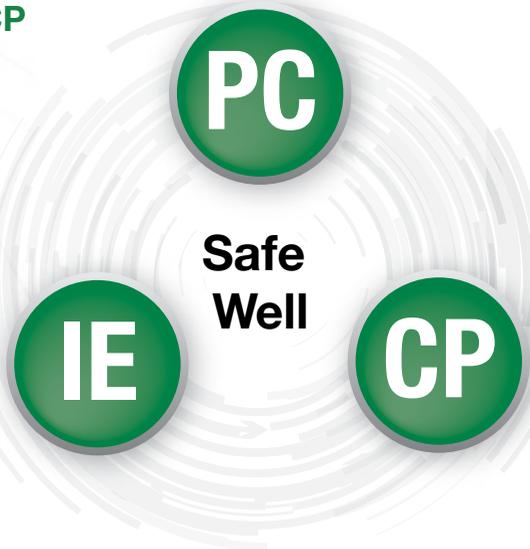
Confección, revisión, auditoría y simulacros para BOCPs, para pozos onshore y offshore.

IE | Inspección de Equipos y Pozos

Orientado a la inspección y auditorías de Equipos de Torre y Rigless, como también a bocas de pozos.

CP | Capacitación y Formación Profesional

Desarrollado por especialistas con experiencia comprobada en la industria del petróleo y del gas, cuyo objetivo es transmitir, evaluar y certificar conocimientos y habilidades, enmarcado dentro de la Escuela de Well Control.



Ponemos a disposición de la industria más de 20 años de experiencia orientados a asegurar los procesos de nuestros clientes, desarrollar su capital humano y preservar la vida, el medio ambiente e instalaciones.



Av. Ing. Luis A. Huergo 2914, PIN Oeste (Q8302SJR) Neuquén, Prov. de Neuquén, Patagonia, Argentina

Tel.: +54 299 4413782 / 4413785 / Fax: +54 299 4413822

informes@lockwood.com.ar / www.lockwood.com.ar

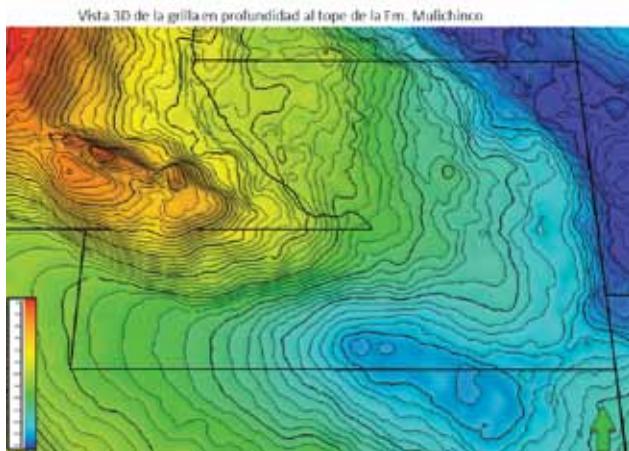


Figura 5. Mapa estructural al tope del reservorio.

reprocesada con una migración PSTM en 2009.

Para la caracterización estructural se integró la información 3D como 2D de las áreas vecinas, así se logró el mapa estructural de la figura 5, que permite definir la posición del yacimiento en el flanco este de la estructura cuyo ápice se ubica en Mangrullo.

La caracterización sísmica del reservorio contempló una inversión acústica para definir las tendencias de calidad de reservorio y un proceso de descomposición espectral con el objetivo de poder definir la orientación de geo-

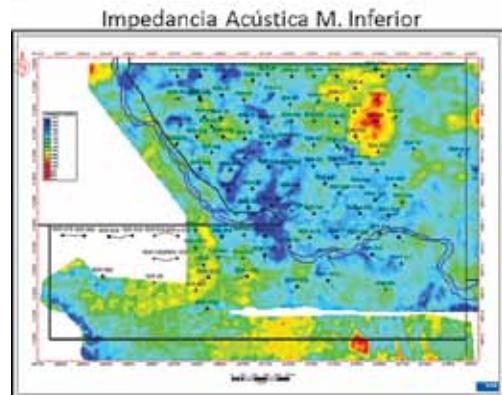
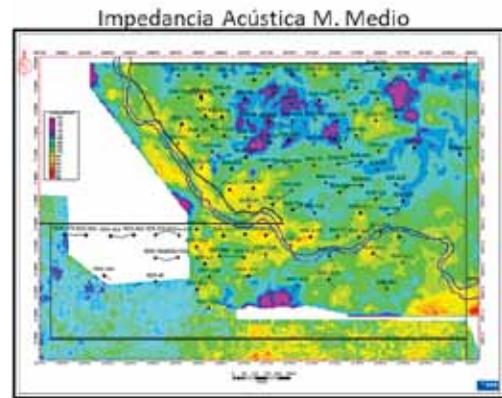


Figura 6. Distribución de IA para los miembros medio e inferior.

Digesto de Legislación Ambiental on line



INSTITUTO ARGENTINO DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

Este Digesto tiene como objetivo ofrecer una recopilación completa y ordenada de todas las normas ambientales nacionales, provinciales y municipales, aplicables a la actividad industrial en general. A ellas se agregan, teniendo en cuenta la interacción existente, normas referidas a higiene y seguridad.

Resulta de gran utilidad en todas las ramas de la actividad industrial, teniendo en cuenta que la aplicación de las disposiciones vigentes resulta indispensable para obtener la certificación ISO 14000.

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

 /IAPGInfo
  @IAPG_Info
  /IAPGInfo
  /IAPGOrgAr

digestos@iapg.org.ar

No importa la tarea, 3M tiene un casco para vos.

La línea de cascos 3M H-700™ cuenta con un color específico para cada necesidad, asegurando que todos los trabajadores tengan la mejor protección.



Colores Disponibles >



Cada casco es diseñado especialmente para proteger la cabeza y el cuello del trabajador sin descuidar la comodidad, el balance y la estabilidad del mismo, mientras la banda reflectiva 3M, le brinda mayor visibilidad y protección al usuario.

Opcional



El sensor Uvicator™ permite detectar fácilmente la degradación que sufre el casco por la radiación UV, brindándole una protección extra al usuario.

formas canalizadas asociadas al ambiente de deposición fluvial del Miembro medio.

Los mapas de la figura 6, muestran la distribución areal de impedancia acústica (IA) para el miembro medio e inferior, donde los colores cálidos representan bajos valores de IA asociados a mayores porosidades, y los colores fríos altas IA asociados a facies más cerradas.

Cabe mencionar que los mapas integran una inversión acústica en un cubo al Sur de RDM, el que muestra muy buena correlación. Además se observa, principalmente para el M. inferior, la orientación de las dunas, representadas por bajas IA, separados por zonas de interdunas de menor calidad petrofísica representadas por altas IA (colores azules).

En lo que respecta al proceso de descomposición espectral, la figura 7 muestra la interpretación de geoformas canalizadas, las que constituyen un sistema que transicionalmente de Sur a Norte pasa de canales fluviales de cierta sinuosidad a canales más rectilíneos que se bifurcan en el extremo septentrional del área estudiada, posiblemente vinculados al ambiente fluvio estuarino.

Esta interpretación tiene muy buena correlación tanto con los datos de corona y perfiles de imagen obtenidos en el yacimiento, como así también con el complejo transgresivo asociado al período de máxima inundación, definido por el Dr. E. Schwartz en su tesis doctoral (Figura 7).

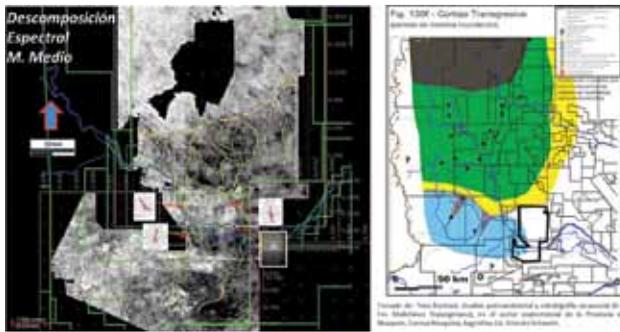


Figura 7. Interpretación de descomposición espectral.

Modelo Petrofísico

El modelo petrofísico de la Fm. Mulichinco contempla toda la información adquirida en los pozos que involucra coronas, control geológico, testigos laterales, perfiles básicos y especiales. Para el cálculo de porosidad se utilizó un modelo basado en el perfil de densidad, obteniéndose un buen ajuste como se ve la figura 8. Cabe destacar que los pozos son perforados con lodo base aceite (OBM) y poseen buen calibre.

Para el miembro Medio se observa una marcada dispersión en la relación Porosidad-Permeabilidad de corona, debido fundamentalmente a heterogeneidades de tamaño de grano y a la presencia de rims cloríticos que disminuyen sensiblemente las gargantas porales. Se utilizó la diferencia entre las porosidades del registro de densidad y neutrón como discriminador para establecer múltiples leyes $k-\Phi$, como se observa en la figura 9 (los colores representan rangos de separación de densidad-neutrón).

Para el caso del Miembro inferior, el bajo contenido en arcillas hace que la relación K/Φ sea única como se muestra en la figura 10.

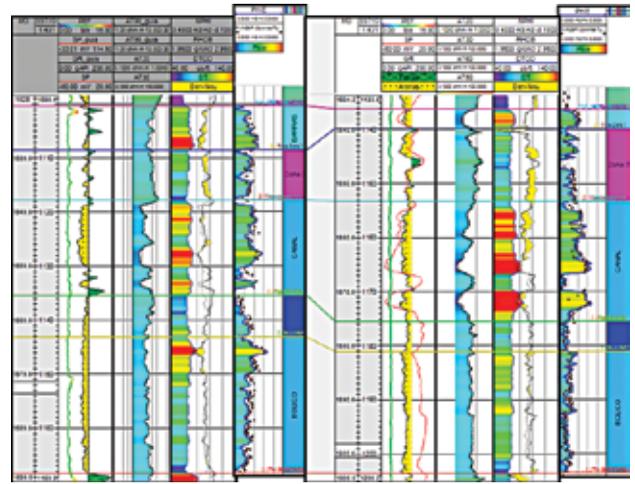


Figura 8. Porosidad de perfil versus corona.

La estimación del índice de permeabilidad a partir estas leyes tuvo un buen ajuste respecto de los datos de corona, como se observa en la figura 11.

Por último, el modelo de saturación de agua utilizado es Dual Water. Si bien los valores de SW calculados por

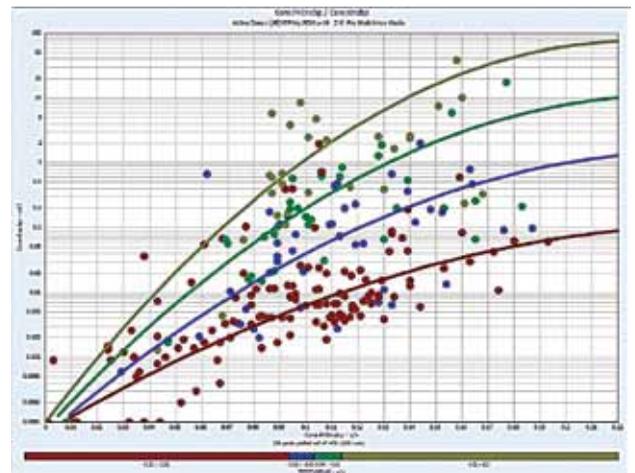


Figura 9. Leyes K/Φ Miembro medio.

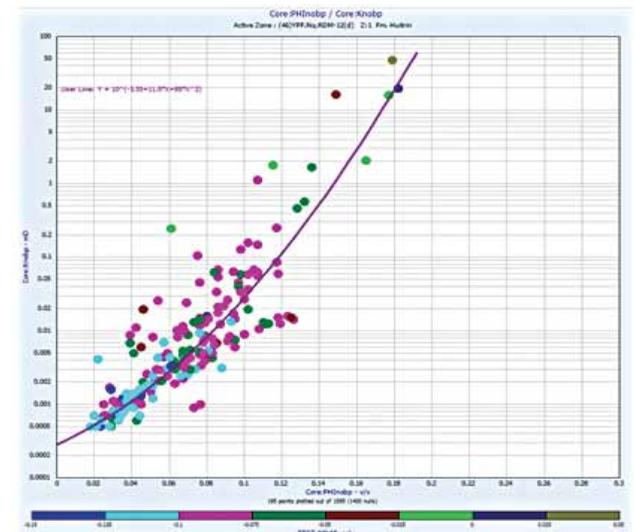


Figura 10. Leyes K/Φ Miembro inferior.

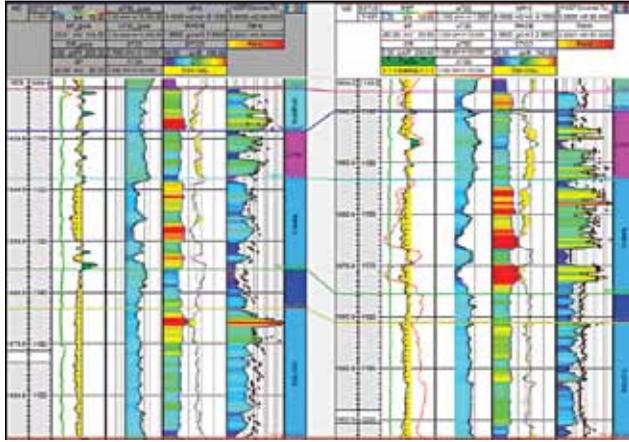


Figura 11. Resultado del modelo de permeabilidad.

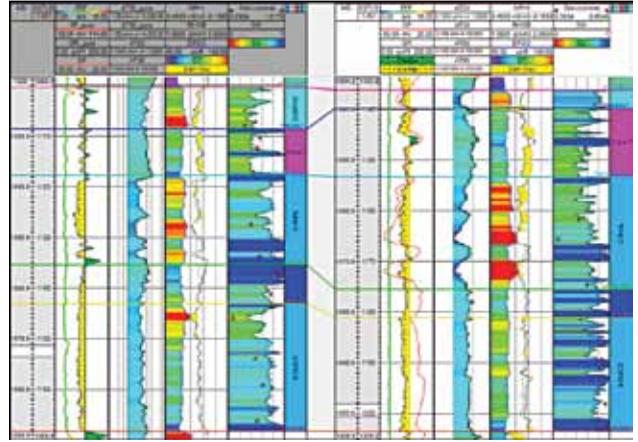


Figura 12. Modelo de saturación de agua.

modelo resistivo en general resultan altos, la saturación de agua irreductible según ensayos de corona también resulta elevada, como puede observarse en la figura 12. Este modelo sigue en proceso de ajuste, incorporando los datos de producción del campo.

Modelo Geocelular

El modelo 3D construido para el campo integra toda la información mencionada, como así también el modelo sedimentológico definido para la Fm. Mulichinco en el yacimiento, el que como se mencionó en un principio está conformado por un ambiente eólico que caracteriza al Miembro Inferior y fluvial a estuarino para el Miembro Medio. El flujo de trabajo se resume en la figura 13

El objetivo del mismo es poder iniciar el modelo dinámico, calcular escenarios de GOIS, y definir la navegación y seguimiento de los pozos horizontales.

Como características generales, la formación fue subdividida en cinco zonas definidas de base a tope como: Eólico, Eólico Diagenizado, Canales, Zona 7 y Barras (Figura 14).

El *layering* (selección de capas) aplicado fue de 100 capas de manera proporcional, lo que generó un alto de celda máximo de 1,6.

Para el poblado de las propiedades se utilizó el cubo de IA tanto para las tendencias como la orientación de los variogramas. Para el caso de la zona de Canales y Zona 7, como ambos pertenecen a facies de ambientes fluviales, la orientación en este caso fue definida a partir de los canales interpretados. Por último, para la zona de Barras, el modelado se basó en mapas de espesor de barra construido a partir de los pozos.



SOLUCIONES CON GASES PARA LA INDUSTRIA QUIMICA Y PETROQUIMICA, TECNOLOGÍA AVANZADA EN CADA PROCESO

Poliductos

Limpieza
Pruebas Hidráulicas
Inspecciones Geométricas
Secados
Inertizados

Tanques y Reactores

Blanketing
Sparging
Transporte Neumático

Gases de Alta Pureza

Aire Cromatográfico
Hidrogeno
Helio
Argón
Nitrógeno
Oxígeno

Mezclas Patrones

Control de Calidad
Control de Procesos
Control del Medio Ambiente
Control de Emisiones Vehiculares
Control de Fugas



Centro de Servicio al Cliente
0810 810 6003
www.indura.com.ar

INDURA
Grupo AIR PRODUCTS

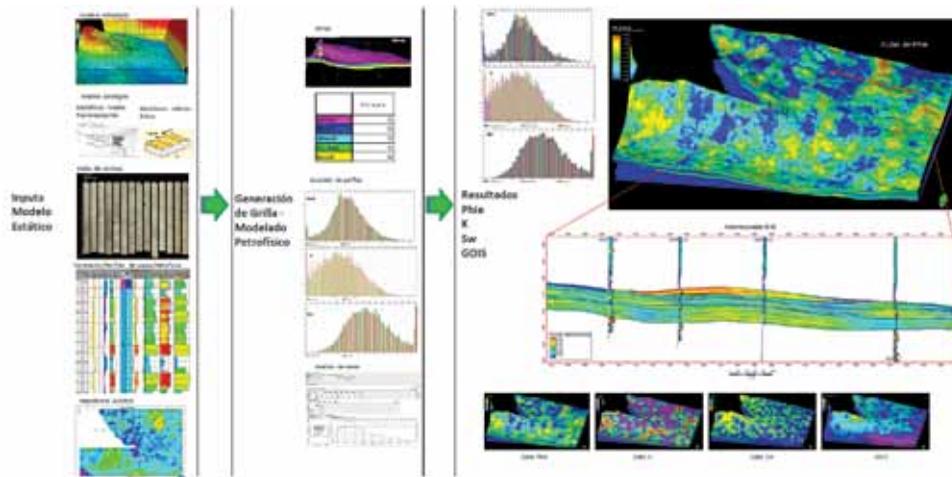


Figura 13. Flujo de trabajo modelo estático.

En la figura 15 se muestra el poblado de la porosidad, el que fue utilizado como input para el modelo de la permeabilidad y la saturación de agua.

En la figura 16 se muestra los resultado del modelo geocelular. Además, por un lado, se observa un sección del cubo de porosidad y su correlación con los perfiles sínicos, los histogramas de porosidad (izquierda) y permeabilidad (derecha), y por otro lado, dos pruebas ciegas, donde si bien los valores para cada celda no son coincidentes, el valor promedio por zona sí lo es.

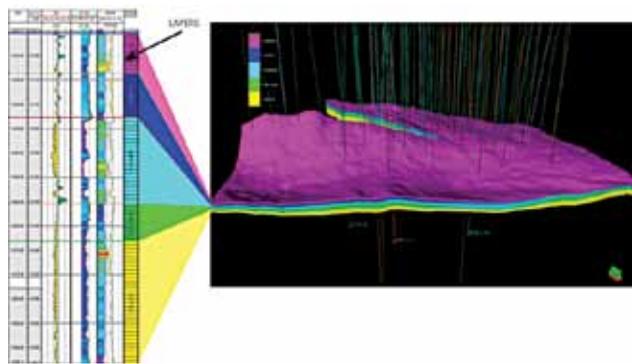


Figura 14. Zonación de la Fm. Mulichinco.

Inicialización dinámica

Una vez generado el modelo estático, queríamos inicializar el modelo para poder calcular el GOIS y luego, en un trabajo posterior, realizar un ajuste histórico.

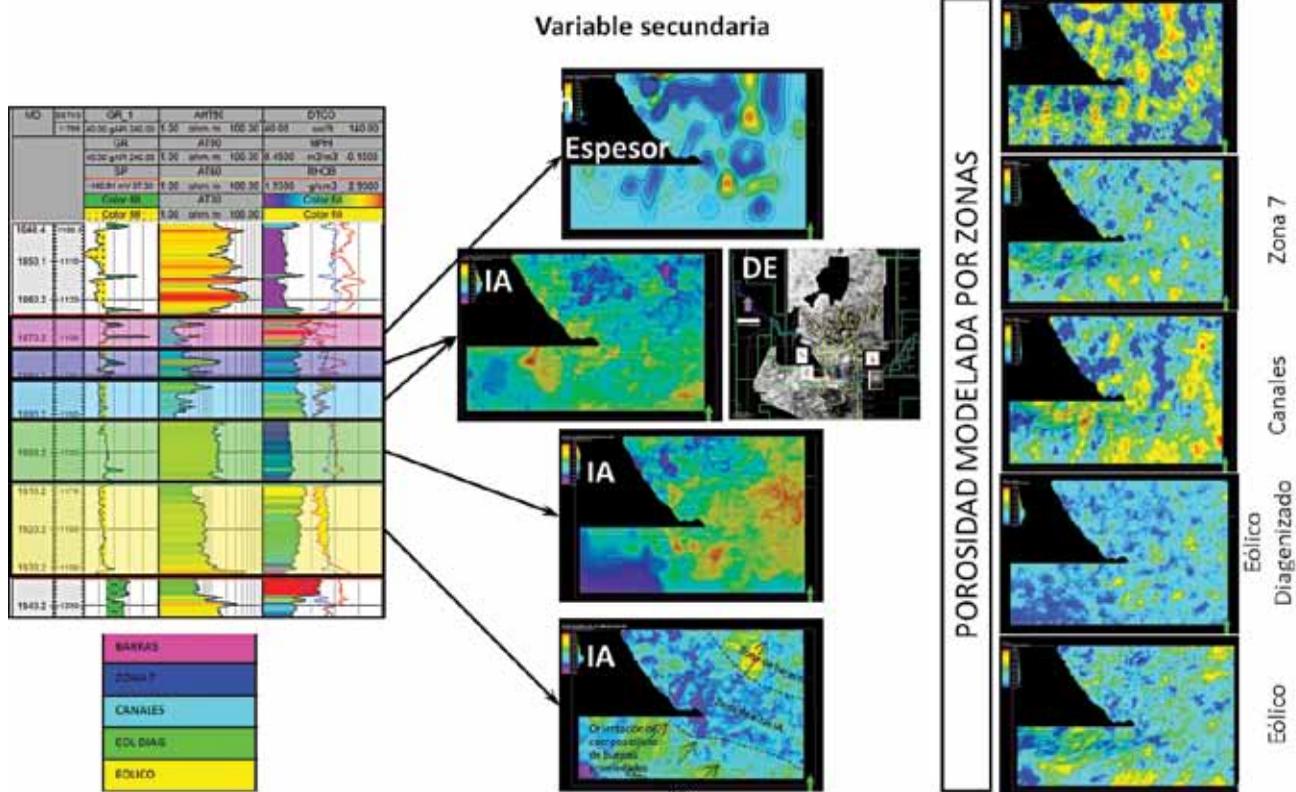


Figura 15. Poblado de la porosidad.

Volvimos con energía



Soluciones integrales en el campo de la energía.

Más de 30 operaciones permanentes en Buenos Aires, Neuquén, Mendoza, Rincón de los Sauces, Comodoro Rivadavia, Río Gallegos, Añelo, Catriel, Bahía Blanca y La Plata.

www.pecomenergia.com.ar



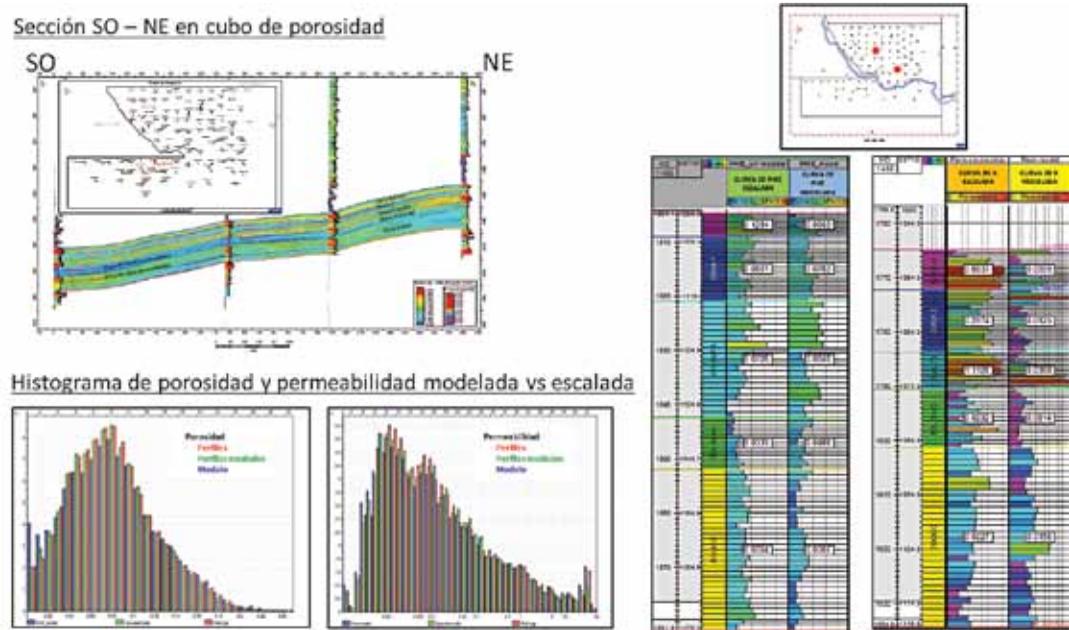


Figura 16. Resultados del modelo geocelular.

La metodología, como se muestra en la figura 18, consistió en tomar el modelo estático generado, usar datos de ensayos de laboratorio para especificar tipos de roca y presiones capilares lo que permitió definir el contacto de agua y saturar el cubo 3D.

Por no contar con un PVT representativo, y debido a que el GOR es alto (50.000 m³/m³) se generó un PVT de gas húmedo sintético a partir de cromatografías de gas y condensado de un mismo pozo. Para el contacto de agua se utiliza el del PDI.x-1002 y una presión de 153,8 kg/cm² a 1100 mTVDs de la ley de presiones obtenida de RFT.

Al observar los datos de laboratorio hay mucha dispersión de las curvas de presión capilar, lo que no permitiría utilizar un único tipo de roca. Como el objetivo final es poder poblar el modelo, primero se buscó una forma de asignar radio de garganta poral al mismo. Para ello se calcularon los radios de garganta poral con datos de laboratorio con la ecuación 1, graficándolos contra los radios de garganta poral calculados con las correlaciones de Pittman y Winland utilizando las ecuaciones 2 y 3, obteniéndose mejor ajuste con la ecuación de Pittman para una saturación del 20% presentado en la figura 17. Ambas ecuaciones consideran porosidad en porcentaje (Ø%) y la permeabilidad no corregida (Kair, mD).

$$R = \frac{2 \cdot \sigma \cdot \cos\theta \cdot C}{P_c}$$

r = Radio de garganta de poros a una saturación de mercurio dada
 σ : tensión interfacial (480 Din/cm)
 θ : ángulo de contacto (140°)
 C: constante de conversión (0,145)
 Pc: Presión capilar de laboratorio (psi)

Ecuación 1. Radio de garganta poral con datos de laboratorio

$$\begin{aligned} \text{Log}(R20) &= 0,218 + 0,519 \cdot \text{Log}(K_{air}) - 0,303 \cdot \text{Log}(\Phi) \\ \text{Log}(R25) &= 0,204 + 0,531 \cdot \text{Log}(K_{air}) - 0,350 \cdot \text{Log}(\Phi) \\ \text{Log}(R30) &= 0,215 + 0,547 \cdot \text{Log}(K_{air}) - 0,420 \cdot \text{Log}(\Phi) \\ \text{Log}(R35) &= 0,255 + 0,565 \cdot \text{Log}(K_{air}) - 0,523 \cdot \text{Log}(\Phi) \\ \text{Log}(R40) &= 0,360 + 0,582 \cdot \text{Log}(K_{air}) - 0,680 \cdot \text{Log}(\Phi) \\ \text{Log}(R45) &= 0,609 + 0,608 \cdot \text{Log}(K_{air}) - 0,974 \cdot \text{Log}(\Phi) \\ \text{Log}(R50) &= 0,778 + 0,625 \cdot \text{Log}(K_{air}) - 1,205 \cdot \text{Log}(\Phi) \\ \text{Log}(R55) &= 0,948 + 0,632 \cdot \text{Log}(K_{air}) - 1,426 \cdot \text{Log}(\Phi) \end{aligned}$$

Ecuación 2. Ecuaciones de radio de garganta poral de Pittman (1)

$$\text{Log}(R35) = 0,732 + 0,588 \cdot \text{Log}(K_{air}) - 0,864 \cdot \text{Log}(\Phi)$$

Ecuación 3 Ecuación de radio de garganta poral de Winland (2)

El problema de la metodología es que el modelo geológico tiene datos a NOBP, por lo que se tuvo que calcular una relación para llevarlos a superficie mostradas en la

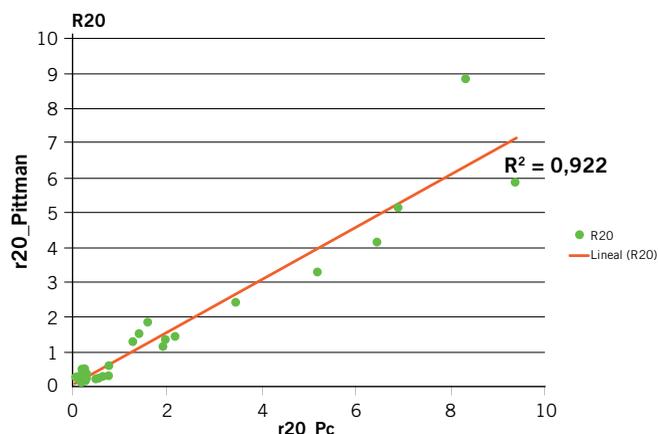


Figura 17. Ajuste de radio de garganta poral de laboratorio con Pittman.

Trabajando en el desarrollo de los recursos no convencionales



www.tecpetrol.com

[f /tecpetrol](https://www.facebook.com/tecpetrol)

[in /company/tecpetrol](https://www.linkedin.com/company/tecpetrol)

[t @tecpetrol](https://twitter.com/tecpetrol)



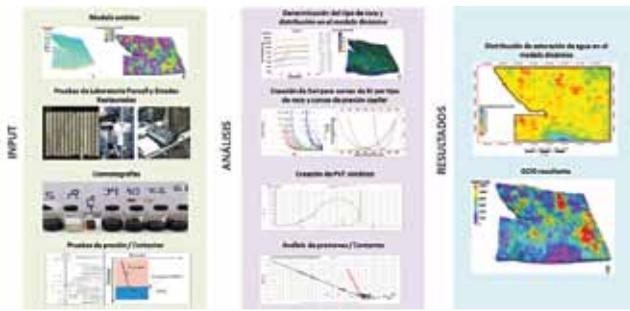


Figura 18. Flujo de trabajo modelado dinámico.

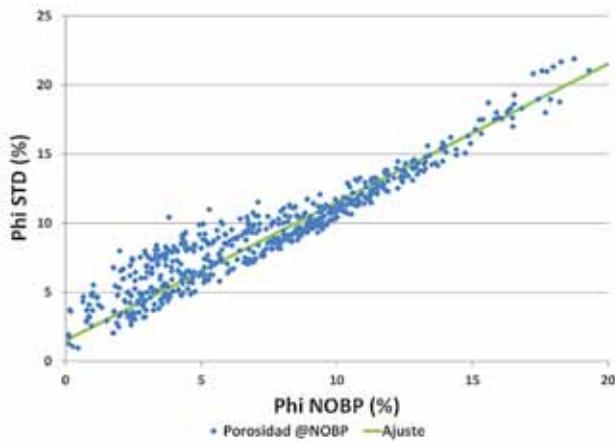


Figura 19. Porosidad NBOP a STD.

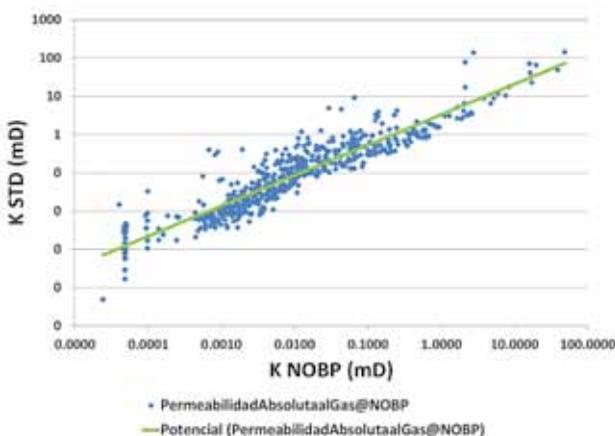


Figura 20. Permeabilidad NBOP a STD.

figuras 19 y 20 y así poder utilizar la fórmula de radio de garganta poral. Ya con los cubos de permeabilidad y porosidad en condiciones estándar se calculó el tipo de roca para cada celda presentando el resultado en la figura 26.

La saturación de agua irreductible se tomó de un ensayo de estados restaurados para una de las pocas muestras que alcanzaba comportamiento asintótico alcanzado en la figura 21. Para esa muestra se obtuvo el valor de presión capilar correspondiente a la saturación de agua irreductible.

Para las demás muestras se tomó el radio de garganta poral alcanzado por la muestra anterior en el ensayo por inyección de mercurio como se muestra en el ejemplo de la figura 22, y se formuló la hipótesis que ese radio determinaría el agua irreductible para cada muestra.

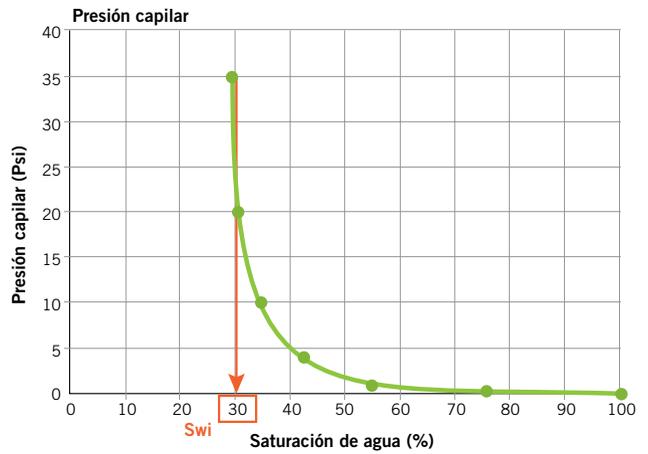


Figura 21. Saturación de agua irreductible de ensayo de estados restaurados.

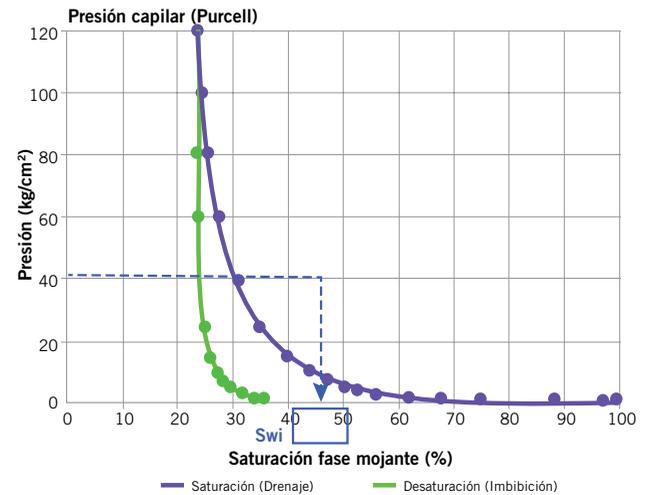


Figura 22. Saturación de agua irreductible en función del radio de garganta poral de muestra de estados restaurados.

La suposición parte de la teoría de que hasta ese tamaño de radio pudo desplazar el gas durante la migración, radios menores mantuvieron el agua. De esta forma se pueden limitar las curvas de presión capilar obtenidas por el método de mercurio en laboratorio.

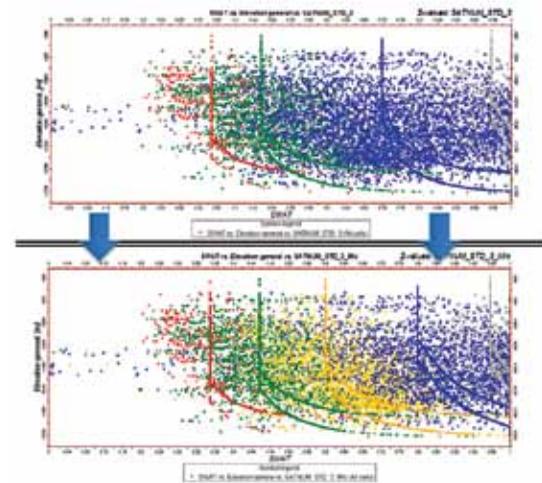


Figura 23. División de tipo de roca micro en dos para aportar mayor heterogeneidad.

Innovación y Tecnología para el Control de Fluidos



www.eggs.patricmagre.com.ar



CERTIFICACIONES
API 6D 1417
ENARGAS / BVG
ISO 9001:2000

NUESTRAS SOLUCIONES

- Válvulas Esféricas Bridadas, Roscadas y para Soldar
- Válvulas Esféricas Alta Presión y Tres Vías
- Válvulas Mariposa, Esclusas, Retención y Regulación
- Actuadores y Accesorios
- Productos Especiales
- Conjuntos Petroleros y Accesorios

ATENCION AL CLIENTE

Tel.: +54 03327-452426 / +54 03327-452427
info@valmec.com.ar / ventas@valmec.com.ar



valmec
www.valmec.com.ar

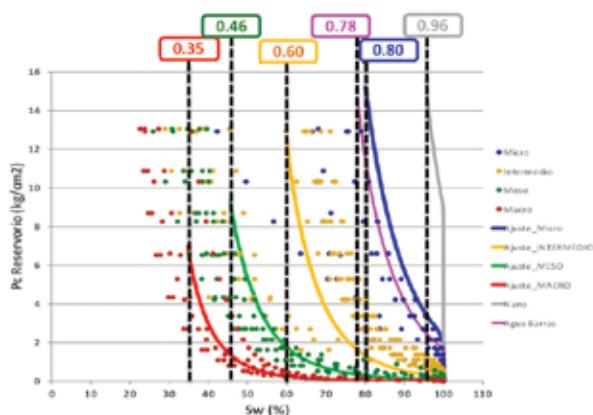


Figura 24. Presiones capilares utilizadas para cada tipo de roca.

Inicialmente se tomaron los tipos de roca discriminados por garganta poral de bibliografía según la tabla 1; sin embargo, al graficar la saturación de agua del modelo y la de los perfiles se observó mucha dispersión en el tipo de roca micro, razón por la cual se la dividió en dos. En la figura 23 se muestra el primer ajuste y la modificación con la curva amarilla.

Tipo de roca	Radio (mm)
Nano	<0,1
Micro	0,1 a 0,5
Meso	0,5 a 2,5
Macro	2,5 a 10

Tabla 1. Tipos de roca de bibliografía. (3)

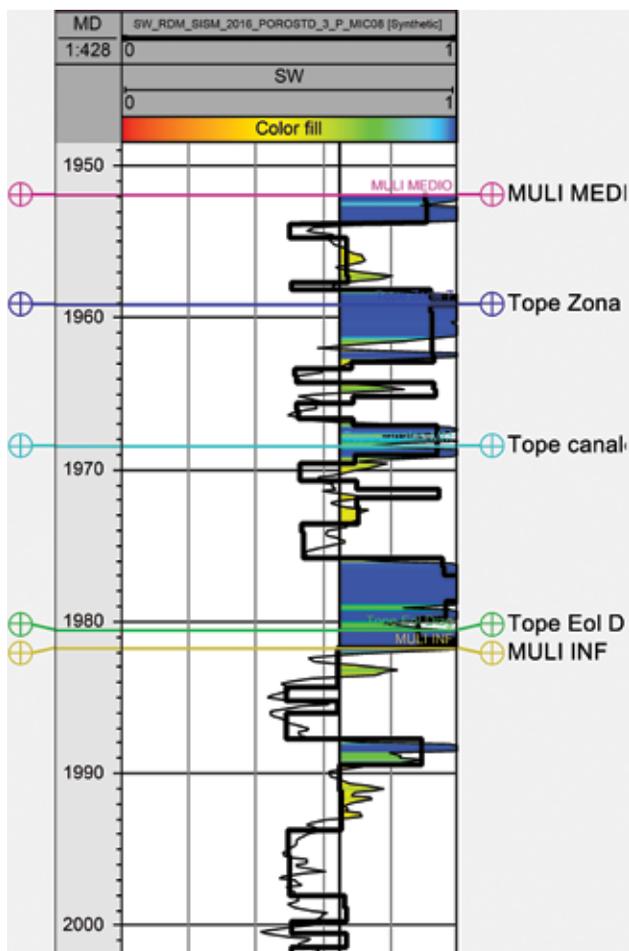


Figura 25. Ajuste de modelo a interpretación (el modelo es la curva negra).

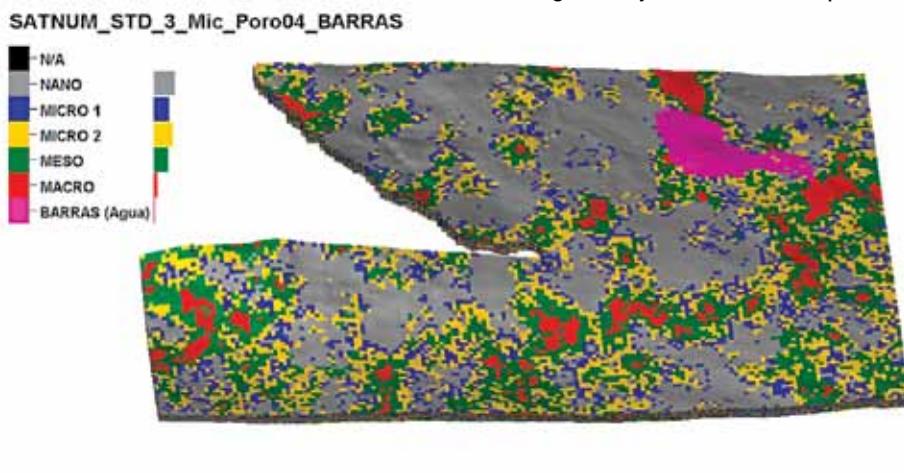


Figura 26. Tipo de roca en el modelo estático.



Figura 27. Ajuste Sw por modificar tipo de roca en zona de barras (curva violeta: Sw en zona de barras).



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.

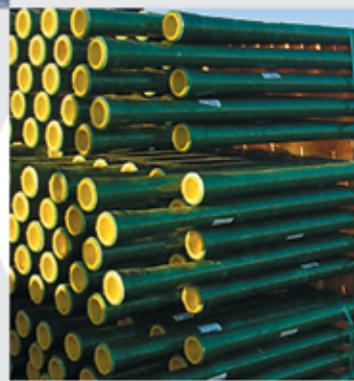


Caños de acero

- 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



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



ISO-9001
ISO-14001
OHSAS-18001

Villa Mercedes, San Luis
Argentina
tubhier@tubhier.com.ar
www.tubhier.com.ar

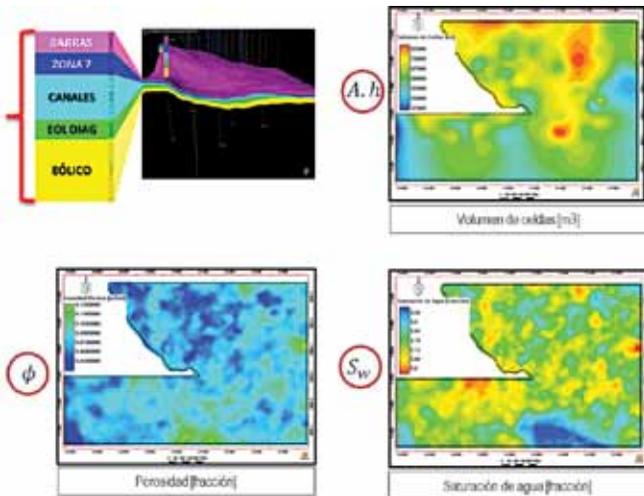


Figura 28. Variables del GOIS.

Con las presiones capilares ajustadas por tipo de roca representadas en la figura 24 se logró un buen ajuste entre la saturación de agua interpretada por perfiles y la del modelo inicializado como se puede observar en la figura 25.

Solamente fue necesario definir una zona en el modelo, en la que las barras tienen buenas propiedades petrofísicas pero alta saturación de agua enseñando el mejor ajuste en la figura 27.

Una vez definidos los tipos de roca para cada celda alcanzados en la figura 26, se inicializó el modelo y se pudo calcular el GOIS presentado en la figura 29. Una buena forma de mostrarlo es a través de los mapas de las variables que integran la fórmula del modelo, ya que se puede visualizar en la figura 28 la variable que más impacta según la zona. Por ejemplo en la zona Centro-Sur se puede observar que el bajo GOIS se debe principalmente a la alta S_w .

Conclusiones

- A partir de la interpretación regional de la sísmica y del proceso de inversión acústica, se logró disponer de mapas de tendencias de calidad de reservorio y presencia de facies canalizadas utilizadas como input en el modelado.
- Se trabajó el modelo de permeabilidad logrando, a través de más de una relación no lineal, disminuir la dispersión generada por la presencia de arcillas, principalmente para el Mulichinco Medio.
- Se logró realizar un modelo estático que cubra toda el área de RDM, integrando y honrando; el modelo sedimentario regional, las tendencias obtenidas de la sísmica, y los datos de pozos.
- Se determinaron tipos de roca y curvas de presión capilar que, al inicializar el modelo dinámico lograron buen ajuste con la S_w interpretada por perfiles.

Pasos a seguir

- Cargar la producción y presiones al modelo para realizar el *history match*. En este paso la mayor complejidad es el modelado de las fracturas.
- Probar el uso de los tipos de roca generados para las leyes K-Phi en el modelo dinámico.
- Analizar los resultados de laboratorio recientes de permeabilidades relativas para verificar S_{wi} calculadas y utilizadas en el modelo actual. ■

Bibliografía consultada

Pittman, E. *Relationship of porosity and permeability to various parameters derived from mercury injection-capillary pressure curves for sandstone*. The American Association of Petroleum Geologists Bulletin (1992).

M 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



**PROTEGEMOS Y RECUPERAMOS SUS CAÑERÍAS,
PARA HACER EFICIENTE SU OPERACIÓN
MINIMIZANDO SUS COSTOS OPERATIVOS.**

ZOXI[®]

Protective Coating

Neuquén
Tel.: +54 299 445-7000
Neuquén: Lote 2 Mza "N" - PIN Este

Chubut
Tel.: +54 0297 406-0004
Comodoro Rivadavia: Calle 815 - Acceso Sur

Mendoza
Tel.: +54 299 15 461-7062
Luján de Cuyo

info@zoxisa.com.ar
www.zoxisa.com.ar

$$OGIP = \frac{A \cdot h \cdot \phi \cdot (1 - S_w)}{B_g}$$

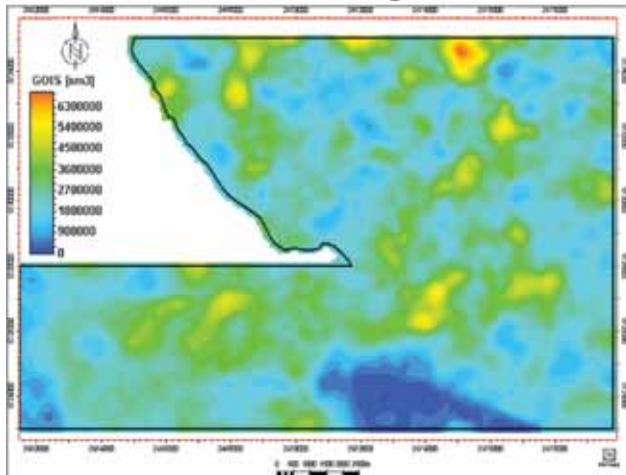


Figura 29. Cálculo de GOIS,

Kolodzie, S. *Analysis of pore throat size and use of the waxman-smits equation to determine OOIP in Spindle field, Colorado*, SPE-9382 (1980)

SPE 108078 - F. Ferrer and M. Vielma, Baker Atlas and A. Lezama, PDVSA - Permeability Model Calibration and Pore Throat Radius Determination Using Core Analysis and Nuclear Magnetic Resonance Data in Mixed-Lithology Reservoirs, South Western Venezuela.

Patamia, M. E., A. Ortiz, M. E. Bertoni, Modelo Estratigráfico-Sedimentológico en el área Rincón de Mangrullo, 2006, DSC Neuquén, Schlumberger Argentina.

Schwarz, E., *Análisis Paleoambiental y estratigrafía secuencial de la Formación Mulichinco (Valanginiano), en el sector septentrional de la Provincia del Neuquén, Cuenca Neuquina, Argentina*, Tesis doctoral, marzo 2003.

Posamentier, H. y R. Walker, *Facies Models Revisited*, 2006.

Davis R. A. y R.W. Dalrymple, *Principles of Tidal Sedimentology*. Cap. Process, Morphodynamics, and Facies of Tide-Dominated Estuaries, 2012.

Los depósitos eólicos de la formación Mulichinco (valanginiano) en el área Fortín de Piedra – Cuenca Neuquina. C. Zavala *et. al.*

Revisión integrada de los sistemas generadores, estilos de migración-entrapamiento y volumetría de hidrocarburos en los distritos productivos de la Cuenca Neuquina, Argentina. L. Lagarreta *et. al.* Instituto Argentino del Petróleo y del Gas.

La Formación Mulichinco (Cretácico Temprano) en la Cuenca Neuquina. E. Schwarz *et. al.* Relatorio del XVIII Congreso Geológico Argentino, Neuquén, 2011.

The limits of resolution of zero-phase wavelets. R. S. Kallweit and L. C. Wood. *Geophysics*, VOL. 47, NO. 7 (JULY 1982).

Highlight Volumes: Condensing Spectral Decomposition to Two Volumes. Charles H. Blumentritt FracRock International., and Kurt J. Marfurt, Allied Geophysical Laboratories, University of Houston.

Castagna, J. P., *Comparison of spectral decomposition methods*, First Break volume 24, march 2006.

LA CALIDAD ES
NUESTRO RECURSO
INAGOTABLE

Cables de acero a la medida
de la Industria Petrolera.

www.iphglobal.com

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



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



En este trabajo se muestra la utilización de procesos para el análisis de Incertidumbre y Optimización, lo que permitió identificar rápidamente las soluciones y los parámetros asociados más importantes que ajustan el modelo.

Desarrollo de un modelo de Simulación Numérica para el modelado de un yacimiento de *Tight Gas*

Por *Martín Gutman, Gustavo Becerra (Pampa Energía S.A.) y Juan Pablo Francos (Schlumberger)*

En el área Río Neuquén, en la cuenca Neuquina, se desarrollan las arenas de Punta Rosada y Lajas a profundidades entre los 3000 y 4000 mbbp aproximadamente. Estos reservorios son de características de *Tight Gas*. En estos intervalos se pueden encontrar hasta 40 arenas productivas. La completación fue evolucionando hacia la incorporación de mayor cantidad de arenas en contacto con el pozo. Para identificar cuál es el distanciamiento óptimo para el desarrollo de este campo en las diferentes zonas del área y optimizar las fracturas hidráulicas a partir del ajuste de la distribución de caudales obtenidos por PLT (production logging tool), se propone un modelo que represente todos los elementos estructurales de un pozo típico para el desarrollo de este campo.

Para el caso de tratamiento se desarrolló un flujo de trabajo a partir de las herramientas Petrel y Eclipse; para la simulación de un pozo. Se inició a partir de un sacabocado del modelo geocelular original. Se modelaron las fracturas y se inicializó la simulación. En este proceso se pudo realizar un análisis de sensibilidad sobre diferentes parámetros inciertos por considerar para la optimización buscada. Se logró generar una sensibilidad a cada longitud de fractura de cada etapa, al radio de drenaje del pozo y alcanzar un mejor ajuste del modelo de permeabilidad original generado a través de la calibración perfil-corona.

A partir de la generación de este modelo conceptual, podemos entender mucho mejor el comportamiento de cada pozo y capa. Pero fundamentalmente podemos aplicar el flujo de trabajo generado para hacer el ajuste de pozos con diferentes características, lo cual nos permitirá mejorar el factor de recuperación del campo en cada zona y evaluar eficientemente el comportamiento de cada estimulación propuesta.

En este trabajo se muestra la utilización de los procesos propuestos en el análisis de Incertidumbre y Optimización, que permitió identificar rápidamente las soluciones y los parámetros asociados más importantes que ajustan el modelo.

Introducción y problemática de Río Neuquén

Para el desarrollo de un campo con reservorios del tipo *Tight Gas* multicapa se deben estudiar diferentes características del drenaje de los pozos que ayuden a evaluar la mejor forma de optimizar el desarrollo. Si tenemos en cuenta que a este nivel de complejidad se le agregan las particularidades de la situación de la zona de Río Neuquén, solo complicamos más el estudio con la utilización de modelos analíticos simplificados. En el caso en estudio se debe contar con espesores totales de la base al tope de los reservorios del orden de los 1000 m. Se ponen en contacto más de 30 arenas en producción con permeabilidad medias menores a 0,01 md. Se trata de un reservorio de gas y condensado con variaciones areales (Figura 1).

Se observan claramente zonas que responden a gradientes de fractura desde 0,7 a 0,95 psi/ft y también presiones que responden a gradientes diferentes en la columna, con valores desde los 5500 psi a los casi 9000 psi en los niveles más profundos del intervalo completado.

Diferentes técnicas de estudio analítico y numérico son realizadas de forma habitual con los datos obtenidos de presión y caudal de forma diaria. Se van agregando datos de producción por capa o zona fracturada en función de la frecuencia de mediciones de PLT (*production logging tool*). Esta información es integrada para asignar recuperación por capa y comportamiento productivo. La complejidad propia de las capas en producción, junto a los diferentes niveles de presión original, provoca que los modelos analíticos deban ser más complejos y, en consecuencia, poco predictivos.

La simulación numérica permite utilizar el modelo geocelular base para poder evaluar, desde la visión del modelo geológico, el comportamiento de cada pozo, de cada etapa de fractura y de cada capa en forma independiente.

Al evaluar las herramientas a disposición para encontrar una solución a nuestra problemática, encontramos una serie de limitaciones propias de los programas dispo-

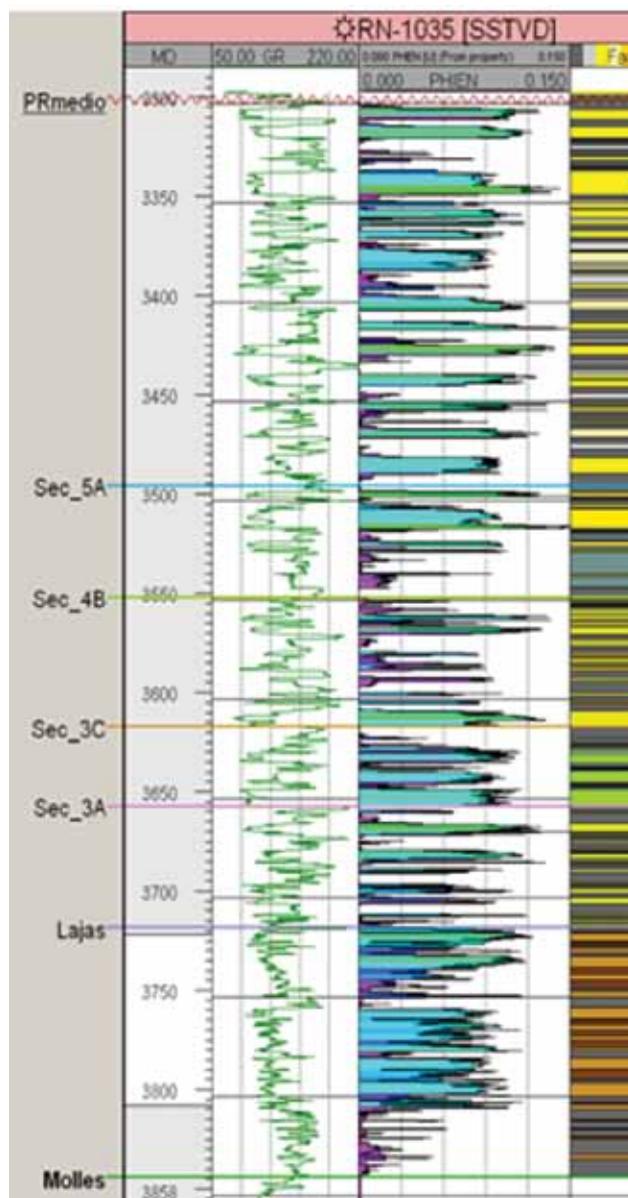


Figura 1. Perfil interpretado de toda la columna considerada en la simulación.



nibles. En el estudio, proponemos un flujo de trabajo que permitió, no solo modelar este tipo de reservorios complejos, sino lograr un producto que funciona de forma ágil y sencilla para someterse a procesos de sensibilidad en diferentes variables, análisis de incertidumbre y hasta procesos de optimización para ajuste y pronóstico de producción de pozos estimulados con múltiples etapas de las fracturas hidráulicas.

Objetivo

El objetivo principal es la construcción de un modelo dinámico que represente el aporte de cada fractura hidráulica

con el fin de proponer mejoras en los tratamientos y entender el drenaje de cada pozo.

También se propone estudiar el impacto de diferentes parámetros de incerteza en la producción de los pozos y determinar el rango de incerteza de los parámetros que más afectan la producción de los pozos.

Para ello, es una condición fundamental contar con un modelo numérico robusto y rápido que permita conducir análisis de sensibilidad, incertidumbre y su posterior optimización.

El desafío es aplicar la metodología en un reservorio, que además de las características mencionadas, posee un elevado número de niveles productivos con estimulaciones que, en general, atraviesan a más de una capa.

Solución propuesta

Existen diferentes métodos de modelado de fracturas hidráulicas: métodos analíticos, métodos implícitos y métodos explícitos. Cada método tiene distintos beneficios y limitaciones a su vez. Por ejemplo, en simulaciones analíticas el tiempo de cálculo es considerablemente menor comparado con una simulación numérica; sin embargo, solo permite utilizar reservorios homogéneos.

En este trabajo, se modelaron las fracturas hidráulicas explícitamente utilizando el método de refinamiento local de grilla (Local Grid Refinement), un método ampliamente utilizado. La utilización de un método numérico permite capturar la heterogeneidad del reservorio, las características particulares de cada capa y fractura y, además permite observar diferentes radios de drenaje.

Se desarrolló un flujo de trabajo que facilita el ajuste histórico de pozos multi-fracturados. En dicho flujo se incluyeron diferentes parámetros representativos, cargados con bastante incertidumbre: longitud de fractura hidráulica, permeabilidad, porosidad, pérdida de conductividad de la fractura en el tiempo y compactación de la matriz.

Trabajamos con pozos hidráulicamente fracturados desde 9 a 17 etapas. Al poseer datos de producción PLT, el ajuste histórico se llevó a cabo no solo a nivel pozo, sino también a nivel de cada etapa de la fractura hidráulica.

Petroconsult

- :: **MANAGEMENT DE PROYECTOS**
- :: **ESTUDIOS DE PREFACTIBILIDAD**
- :: **EVALUACIONES TECNICO - ECONOMICAS**
- :: **ASISTENCIAS EN NUEVAS OPORTUNIDADES DE NEGOCIOS**

BUENOS AIRES
Tucumán 540 - Piso 12 - C1049AAL
Tel.: (5411) 4394-1783

HOUSTON
4801 Woodway, Suite 100W, TX 77056
Phone: 281-914-4738

www.petroconsult-co.com - info@petroconsult-co.com



Confiabilidad de primera clase.

Tableros de Media Tensión Premset

Las instalaciones críticas, como son los aeropuertos, requieren energía segura y confiable. Los tableros de media tensión Premset ofrecen exactamente eso. Al proveer el mejor desempeño y seguridad de red extendida, los tableros de media tensión Premset protegen la infraestructura de los aeropuertos de pérdidas drásticas de energía. Entonces, puede volar tranquilo.



¿Por qué se decidió utilizar el método de LGRs?

Cuando en el programa Petrel se crea un elemento de fractura hidráulica, se debe indicar la permeabilidad de la fractura, su espesor, orientación y altura. Por default, esta herramienta utiliza una correlación cerrada propiedad de Schlumberger que convierte tales parámetros en las siguientes keywords: BOX (indicando la zona afectada), MULTX (multiplicador de la transmisibilidad en la dir. X), MULTY (multiplicador en la dir. Y), MULTZ (multiplicador en la dir. Z) y WPIMULT (multiplicador del índice de productividad). Pero, ¿de dónde sale esa correlación? Básicamente, se desarrolló utilizando modelos mono-fase que incorporaban modelos explícitos de fractura con refinamientos locales. Estos modelos fueron generados para diferentes grupos de combinaciones de tamaños de celda, longitudes de fracturas, ángulos entre el plano de fractura y la celda, diferentes relaciones entre la permeabilidad de la fractura y la permeabilidad de la matriz y la posición del pozo dentro de la celda. Sin embargo, para los rangos de permeabilidad observados en reservorios *tight* y *shale*, esta correlación no funciona adecuadamente.

Entonces, si en Petrel se elige no utilizar la correlación, es posible generar un refinamiento local (LGR) de la celda espaciado logarítmicamente respecto al eje de la etapa considerada (tipo *Tartan*).

La LGR logarítmica abarcará las celdas contactadas por el elemento de fractura generado y yacerá en un único plano I o J. Cuando la grilla refinada es exportada al simulador numérico, se escribirán las siguientes palabras clave: COMPDATL (completaciones abiertas en el refinamiento), REFINE (identifica los datos de cada refinamiento), BOX (celdas globales y locales incluidas), MULTX, MULTY, MULTZ (multiplicadores de transmisibilidad en las tres direcciones) y MULTPV (multiplicadores de volumen poral para la zona refinada). En este caso, no existirán multiplicadores a partir de correlaciones asociadas, sino que se exportan multiplicadores que representan las propiedades de

la celda global y de la LGR que representa el elemento de fractura de Petrel. Sin embargo, al utilizar los multiplicadores calculados para la LGR nos encontramos con diversos problemas y limitaciones: los multiplicadores exportados generaron numerosos problemas de convergencia, el conjunto de celdas utilizadas para el cálculo de los multiplicadores es sobredimensionado en casos con reservorios buzados o con pozos desviados.

Por consiguiente, se utilizó el siguiente procedimiento para mejorar la estabilidad del modelo y generar un flujo de trabajo versátil para diferentes escenarios que incluyen reservorios buzados y pozos desviados: se utiliza un pozo para la generación de las LGR y otro pozo (una copia del original) sin los elementos de fractura de Petrel, el cual será incluido en la estrategia de desarrollo que finalmente será exportada al simulador. Es entonces que la definición del plano de fractura se hace de forma explícita: se asigna mayor permeabilidad a las celdas del plano central de la LGR (Figura 2).

Flujo de trabajo

El proceso de preparación del modelo local (al que denominamos “sacabocado”) a partir de un sector de interés en el modelo fino geocelular global, con más 20 millones de celdas de 50 x 50 m y 900 niveles, consistió primeramente en una simplificación de la grilla mediante escalado, respetando la distribución de facies arena-arcilla. Este modelo local posee aproximadamente 20 mil celdas, menos de 300 niveles haciendo factible la construcción de los refinamientos representativos (Figura 3).

Una vez armado el escenario de simulación, con toda la información adicional cargada (configuración geométrica y de propiedades de las fracturas y la matriz, regiones PVT y de equilibrio, curvas K_r , historia de producción, etc.), se inicializó el modelo. Como se explicó, se modelaron 17 etapas de fractura mediante refinamientos individuales, generando una discretización mayor de las zonas en las

Como evitar el uso de los multiplicadores:

- Usar 1 pozo para construir la LGR y otro pozo para incluir en la simulación
- Asegurarse que el pozo este conectado en las celdas centrales de la LGR
- Asignar una mayor permeabilidad a las celdas centrales de la LGR

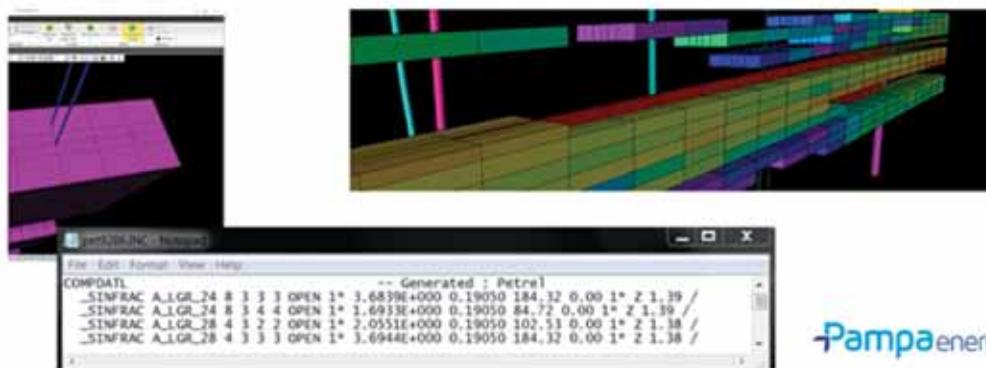


Figura 2. Cuidados en la construcción del LGR y su representación en el modelo.

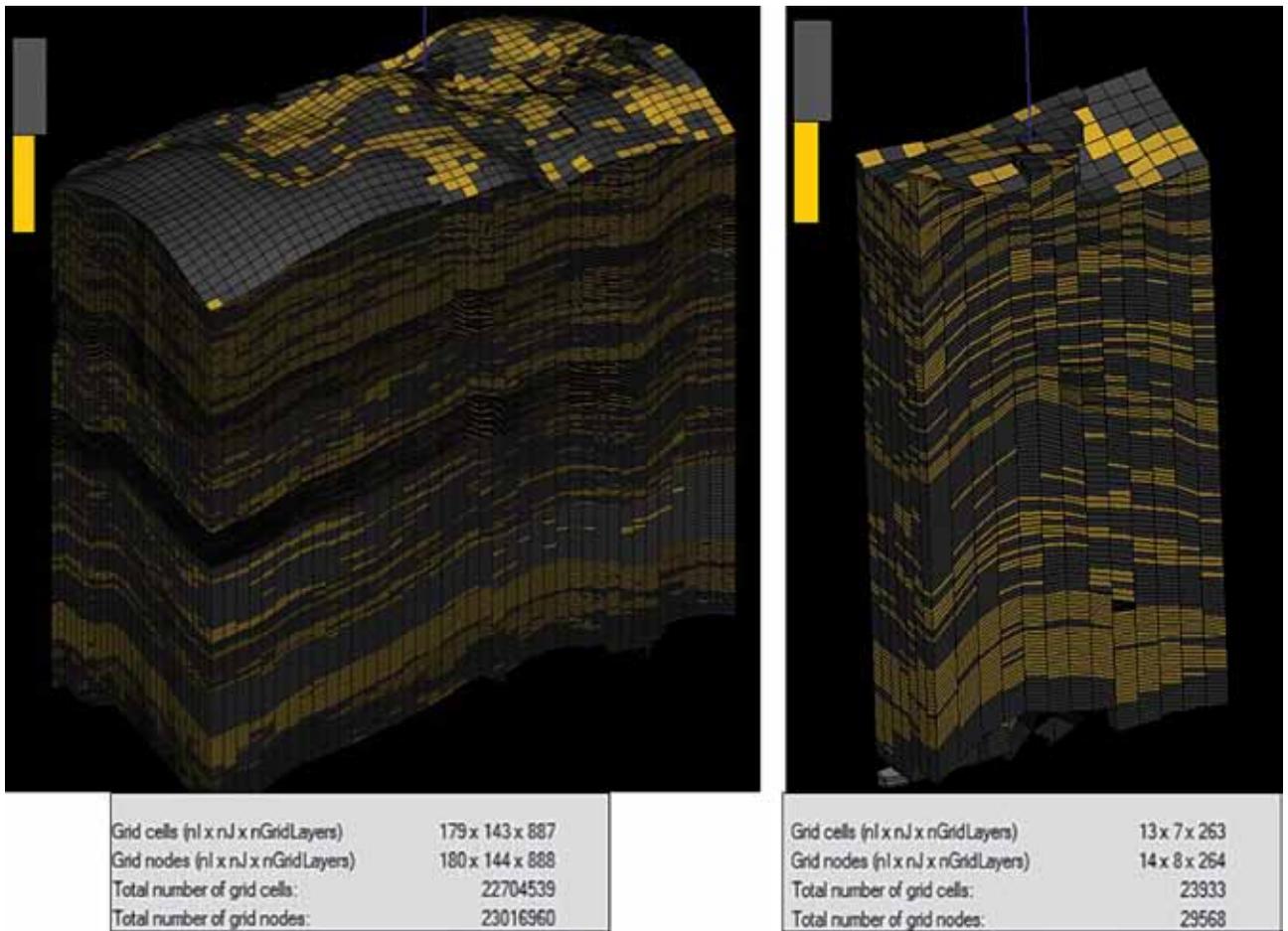


Figura 3. Modelo original geocelular y el sacabocado usado para la simulación.

que se representaron las fracturas hidráulicas. La cantidad de celdas aumentó considerablemente respecto a las que se tenían en el modelo sin fracturas, incrementando consecuentemente el número de problemas de convergencia. Estos, como eran de tipo lineal, se resolvieron con un algoritmo especial denominado Constrained Pressure Residual (CPR), que consiste en un pre-acondicionamiento de dos pasos que extrae una ecuación de presión de la matriz implícita. Resuelve así, iterativamente una corrección de presión en cada iteración, utiliza la corrección de presión para formar un nuevo residuo, aplica un arreglo implícito de bajo coste como el escalado diagonal o emplea Gauss-Seidel al nuevo residuo, y consecutivamente utiliza la suma de los dos pasos como la solución aproximada. Este algoritmo, sumando al aumento de iteraciones lineales y no lineales máximas que el simulador podía utilizar, permitió eliminar los problemas de convergencia y resultó una solución numérica más robusta.

Para poder aplicar el flujo de incertidumbre y optimización es necesario establecer un caso base representativo que considere todos los parámetros por evaluar. El modelo que se simulará debe describir, de la mejor manera posible, la resultante de las operaciones en cada tratamiento teniendo en cuenta las características mecánicas de la roca y cada uno de los parámetros de la estimulación y los fluidos utilizados. Se utilizaron datos post-job de cada etapa para definir conductividad y longitud de fractura.

Fue necesario, adicionalmente, generar propiedades para poder parametrizar el problema:

- *Distance to object*: se generó la propiedad que permitió variar el radio de drenaje a tiempos largos. (Figura 4).
- *LGR index*: se generaron propiedades para poder identificar y variar los parámetros de fractura. (Figura 5).

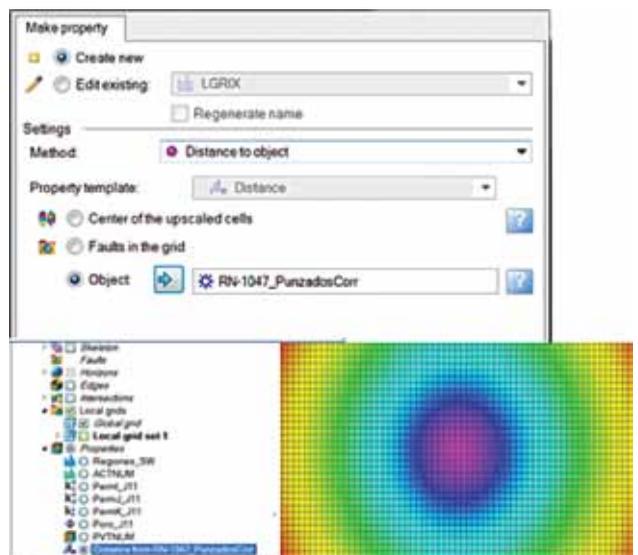


Figura 4. Definición de función de radio de drenaje.

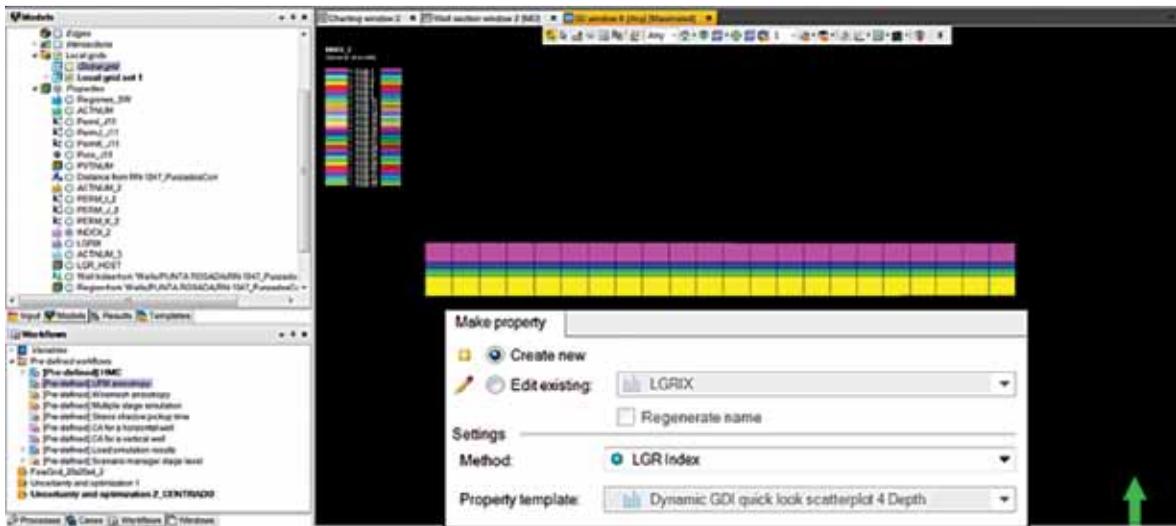


Figura 5. Definición de características de celda que representa la fractura.

Finalmente fueron cargados los flujos de trabajo de Sensibilidad, Incertidumbre y Optimización.

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 calculada Y), recordando que un modelo numérico de reservorios implica una compleja relación multivariable no lineal. Este tipo de estudio facilita la detección y la jerarquización de los parámetros constituyentes del modelo que más influyen en su solución (en este caso la respuesta dinámica de un pozo fracturado hidráulicamente con múltiples etapas en un reservorio *tight*). Es un proceso de gran utilidad para poder entender qué parámetros son los que más afectan el proceso de recuperación en un pozo bajo determinadas condiciones y cuáles debieran ser considerados a la hora de evaluar nuevas posiciones propuestas en el modelo geocelular para futuros desarrollos.

Una de las principales razones de la utilización de técnicas de análisis de sensibilidad es mejorar el conocimiento del fenómeno que se pretende representar y su respuesta frente a los cambios en los parámetros que lo afectan y, a la vez, reconocer aquellos con mayor influencia en el ajuste histórico de las respuestas observadas.

Comprender la relación entre las respuestas del modelo y los parámetros del problema no es una tarea trivial, fundamentalmente por los efectos combinados de las propiedades estáticas y dinámicas del modelo. Existen múltiples atributos inciertos, y es de gran ayuda cuantificar la influencia de cada parámetro y la interrelación entre ellos sobre una respuesta determinada (caudales, presiones dinámicas, volúmenes acumulados etc.). Es importante incluir el mayor número posible de parámetros, cada uno con rangos de variación amplios para asegurar que los resultados obtenidos a través de las simulaciones realizadas, según un 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 que la curva de los datos históricos no se encontrara den-

tro 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 para garantizar que los registros históricos sean contenidos en la faja de incertidumbre inicial.

Para evaluar la calidad del ajuste de un determinado modelo, es necesario poder cuantificarlo. En este caso por tratarse de un ajuste histórico, la respuesta observada es una Función Objetivo (FO). En la mayoría de los aplicativos comerciales a la distancia entre los datos observados y los simulados durante un período es denominada de esta manera. Depende del problema en estudio y del método utilizado y también podría referirse a una magnitud absoluta de una respuesta en análisis. En este caso fue considerada la diferencia entre el valor simulado de la presión THP (Tubing Head Presión) versus la THP observada. Fue configurada de la siguiente forma:

$$m(I,Q) = \sqrt{\frac{\sum_{K=1}^N w_k d_k^2}{\sum_{K=1}^N w_k}}$$

Donde k representa los time steps del período bajo análisis, d_k las diferencias calculadas, siendo los w_k los pesos asociados a diferentes períodos (*time weights*) caso sean utilizados. (Figura 6).

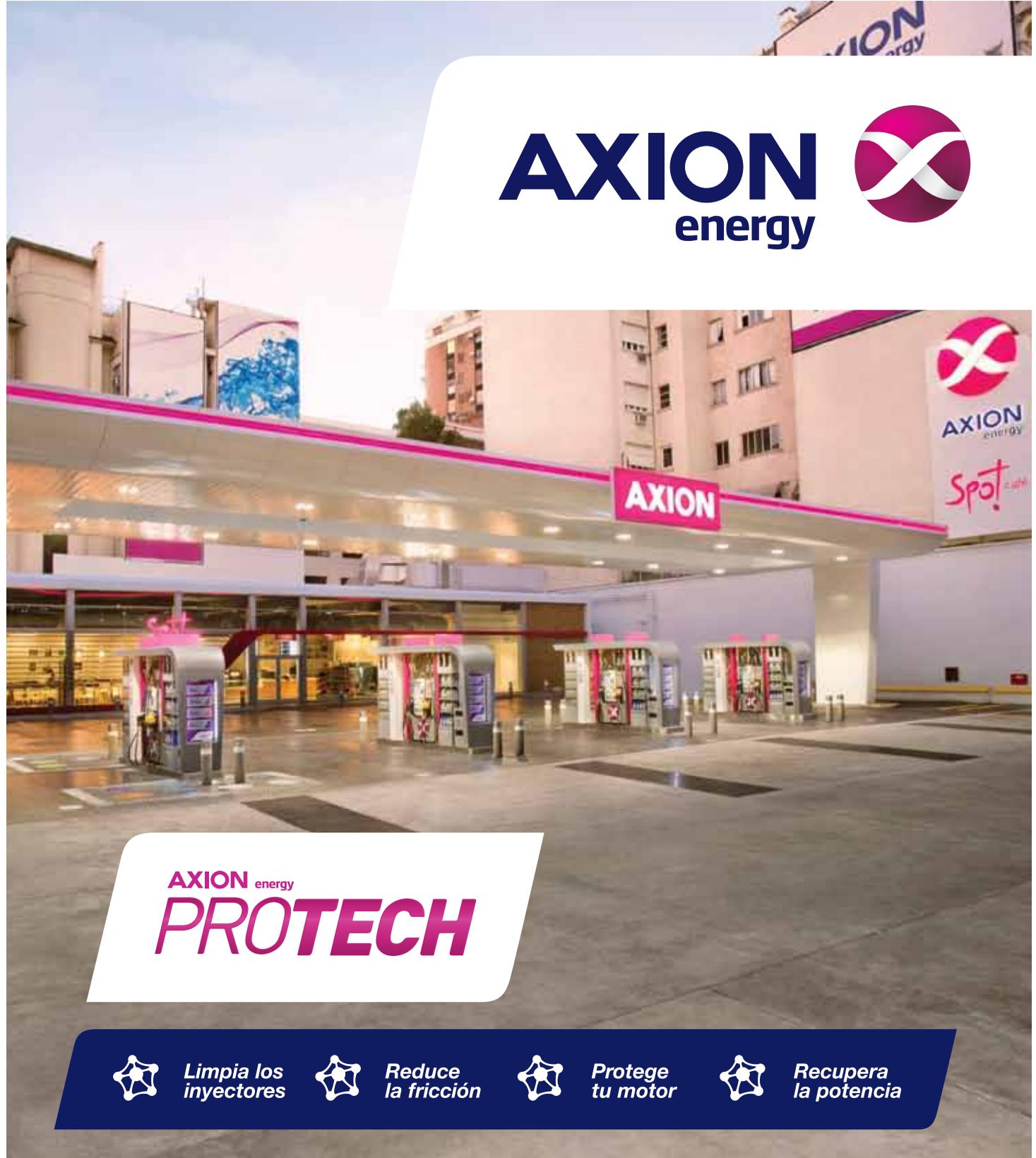
A partir del modelo parametrizado según el criterio del usuario, se pueden definir rangos de variabilidad viables para cada uno de los parámetros a evaluar. Un ejemplo de parte de los 70 parámetros considerados para este análisis y sus variaciones es presentado en la Figura 7.

Estos parámetros intentan representar el grado de incertidumbre presente en las 17 etapas de fracturas y las 3 zonas de reservorio (matriz)

Para las fracturas hidráulicas fueron analizados la Longitud, la Permeabilidad, la Porosidad y el grado de Compactación.

Para el caso de las tres zonas de Matriz se consideraron variaciones de la Permeabilidad y la Porosidad. Adicionalmente se diseñó una variable que incluyó al flujo de análi-

AXION
energy



AXION energy
PROTECH



*Limpia los
inyectores*



*Reduce
la fricción*



*Protege
tu motor*



*Recupera
la potencia*

**LA MÁS ALTA CALIDAD
EN COMBUSTIBLES**

Para más información ingresar en:
www.axionenergy.com



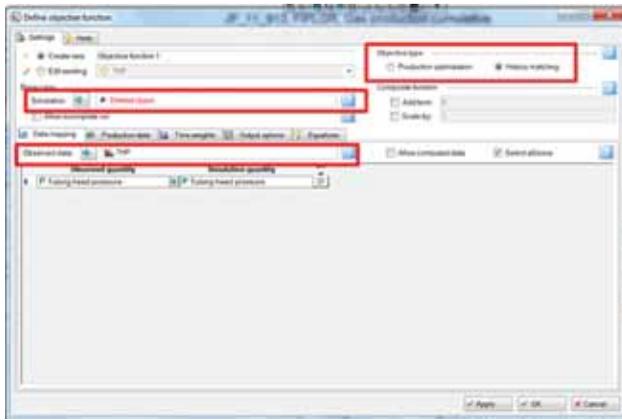


Figura 6. Definición de objetivo.

sis al parámetro Radio de Drenaje.

Todos estos parámetros afectan al caso base elegido mediante un flujo de trabajo que fue presentado en la sección anterior.

Para la generación de los casos a correr se utilizó el algoritmo "Equally spaced sampler". Es un método determinístico de muestreo que marca el comportamiento extremo de cada parámetro variando de una vez entre el valor Min. y Max., mientras que el resto de los parámetros permanecen en su valor base. Permite generar un conjunto de muestras que incluye los límites extremos del rango de variación de cada parámetro, es aplicable para la construcción de los gráficos tornado. En este caso, para cada parámetro se utilizaron dos muestras dando un total de 170 modelos a correr.

En un gráfico tornado se puede entender cuáles son los

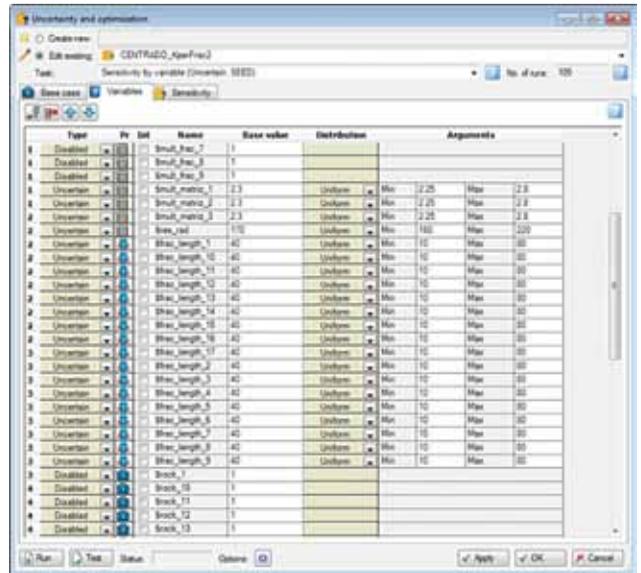


Figura 7. Parametrización de Sensibilidad.

parámetros que más afectan a la FO considerada y cómo estas influencias varían y se posicionan en el tiempo. (Figura 8).

Análisis de Incertidumbre

Se realiza un análisis de incertidumbre para tener una cuantificación del grado de dispersión de los rangos de valores en los parámetros del modelo. Permite identificar la incertidumbre en los "n" casos que caen dentro de una banda de soluciones, centrada en los datos históricos

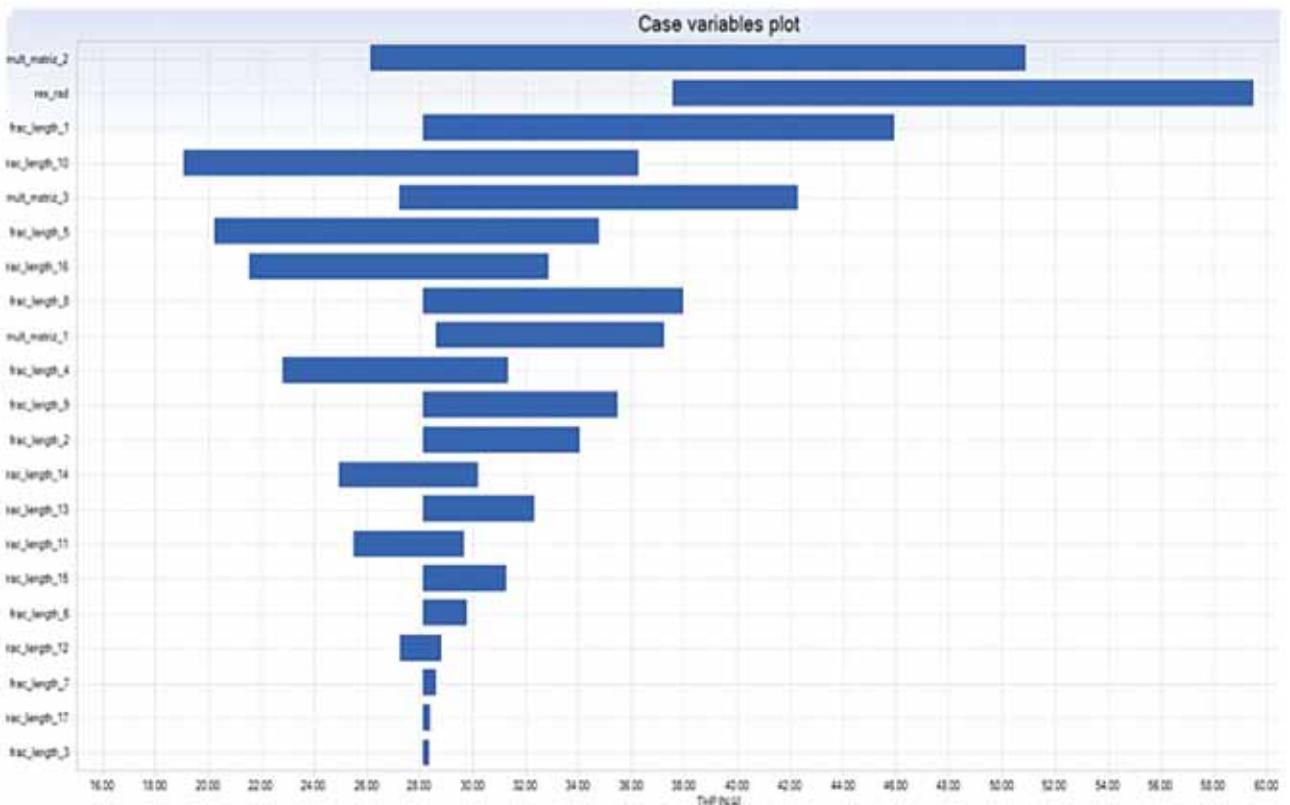


Figura 8. Gráfico tipo tornado. Expresa la sensibilidad de los parámetros a la respuesta buscada. Varía en el tiempo de corrida.

consideradas “realizaciones ajustadas”. En un análisis de incertidumbre, el diseño de experimentos inicial tiene en cuenta una combinación simultánea de todos los parámetros inciertos considerados en el problema siguiendo un esquema, por ejemplo, Hiper cubo Latino (HL).

Este tipo de diseño es una técnica inteligente que utiliza segmentos equiprobables de todos los rangos de valores intervinientes asegurando combinaciones aleatorias que cubren todo el espacio de muestreo del problema (*space filling*), usando un “muestreo estratificado”, con el fin de disminuir el número de simulaciones requeridas sin reducir la calidad de investigación, a diferencia de la técnica Monte-Carlo que es un algoritmo estocástico que para obtener la solución probabilística precisa un número muy elevado de combinaciones aleatorias de los valores provenientes de las distribuciones de cada parámetro; esta característica lo hace impracticable para cuando las soluciones son modelos de simulación, por el tiempo computacional requerido.

El diseño HL es capaz, a partir de un conjunto reducido de puntos aleatorios, de muestrear respuestas del modelo teniendo en cuenta la distribución asociada informada para cada parámetro incierto, concentrándose en las zonas con mayor 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:

- 1- Los valores muestreados al azar se combinan para definir los experimentos de una única muestra de la misma manera que en la técnica Monte-Carlo.
- 2- Las muestras se definen un número de veces constantes para cada rango discreto sin ser repetido en experimentos sucesivos, asegurando un muestreo que envuelve todo el intervalo de búsqueda considerado para el atributo.
- 3- Los valores muestreados tienden a concentrarse alre-

dedor de la mayor probabilidad, que indica la característica de la dependencia según el tipo de función de distribución asociada a cada parámetro.

Por ejemplo, para dos parámetros con distribuciones Normal y Triangular, respectivamente, el esquema sería como el que se muestra en la Figura 9.

Para el análisis de incertidumbre nos concentramos en los parámetros de mayor influencia sobre la FO desactivando aquellos ubicados en la zona inferior del gráfico tornado. Los parámetros seleccionados en la etapa anterior son combinados que siguen un diseño de experimentos hiper cubo latino y el muestreo (Sampling Method) con un total de 750 realizaciones utilizando Monte-Carlo asegurando el carácter aleatorio en cada segmento (bins) en que son divididos los rangos de variación de cada parámetro. (Figuras 10 y 11).

Luego, con esos resultados, se puede analizar la nube de casos generados directamente o generar una Superficie de Respuesta que permitirá analizar en forma sintética resultados de combinaciones fuera del diseño original. Los resultados del flujo de incertezas permiten tener una mejor solución a la mejor combinatoria que resuelva de manera más representativa el ajuste histórico. (Figura 12).

Estudio de Optimización

A partir de un proceso iterativo basado en procesos de búsquedas de las mejores soluciones, la optimización va adicionando combinaciones de parámetros calculados para mejorar progresivamente la calidad de las respuestas focalizando en la zona de valores mínimos de la FO.

En función de los resultados del paso anterior se decide acotar los rangos de variación de los parámetros para hacer más eficiente el proceso de optimización.

Para la configuración del proceso se utiliza un algoritmo con estrategia de evolución. (Figura 13).

A diferencia de la mayoría de algoritmos de optimización que generan un candidato a la vez, los basados en técnicas evolucionarias operan sobre una población de

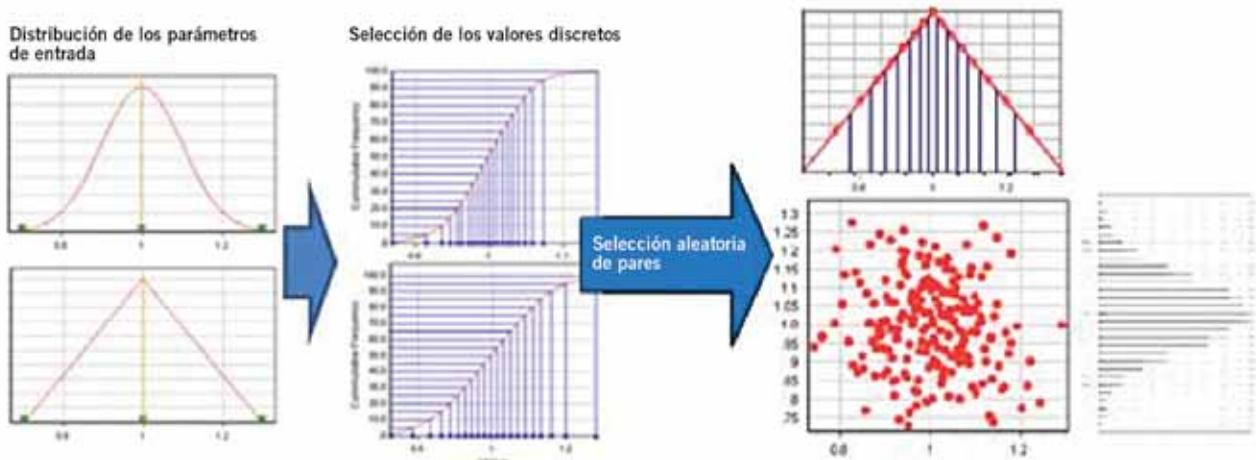


Figura 9. Esquema del diseño de experimento Hiper cubo Latino con dos parámetros (SPE 12485-ZUBAREV, 2009).

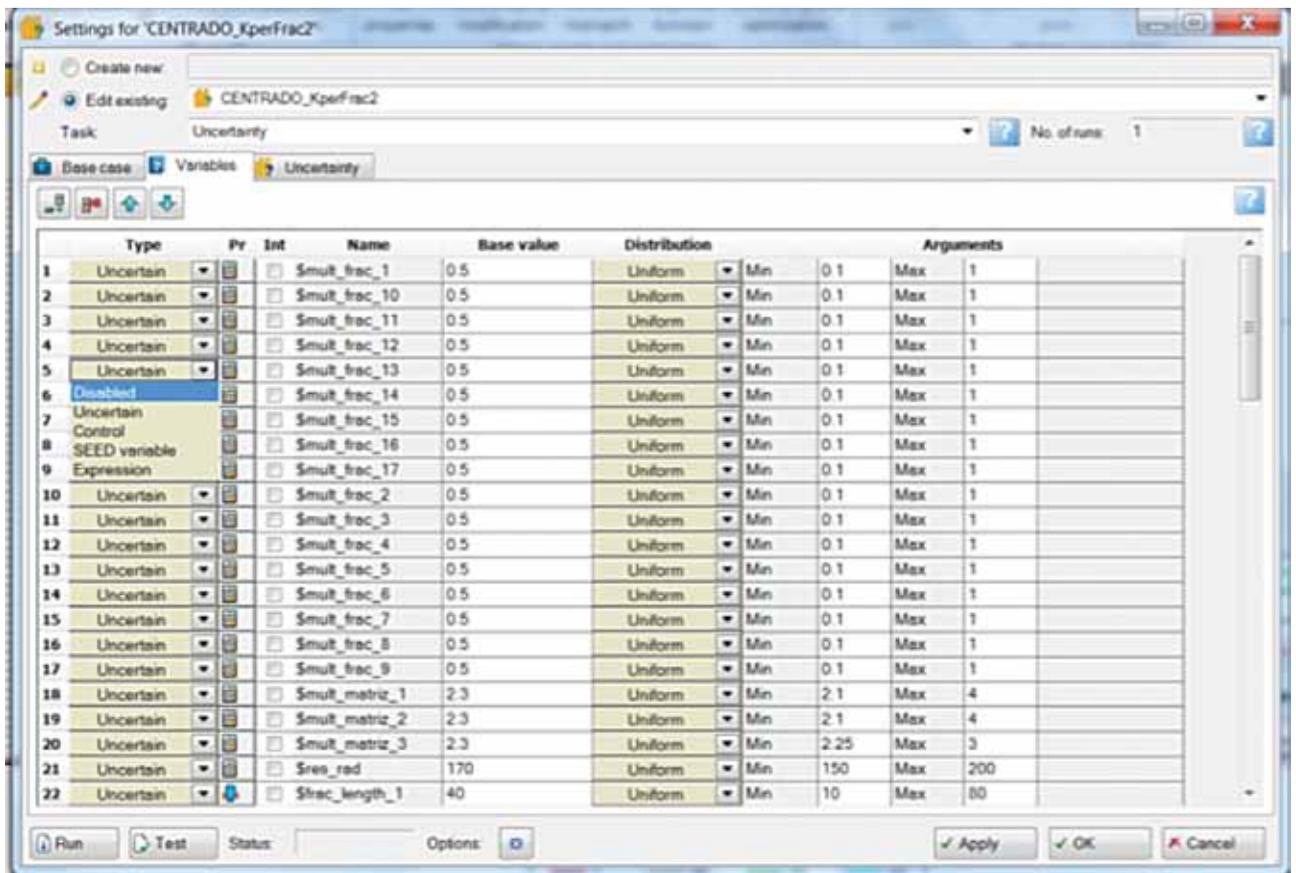


Figura 10. Parametrización para la incerteza.

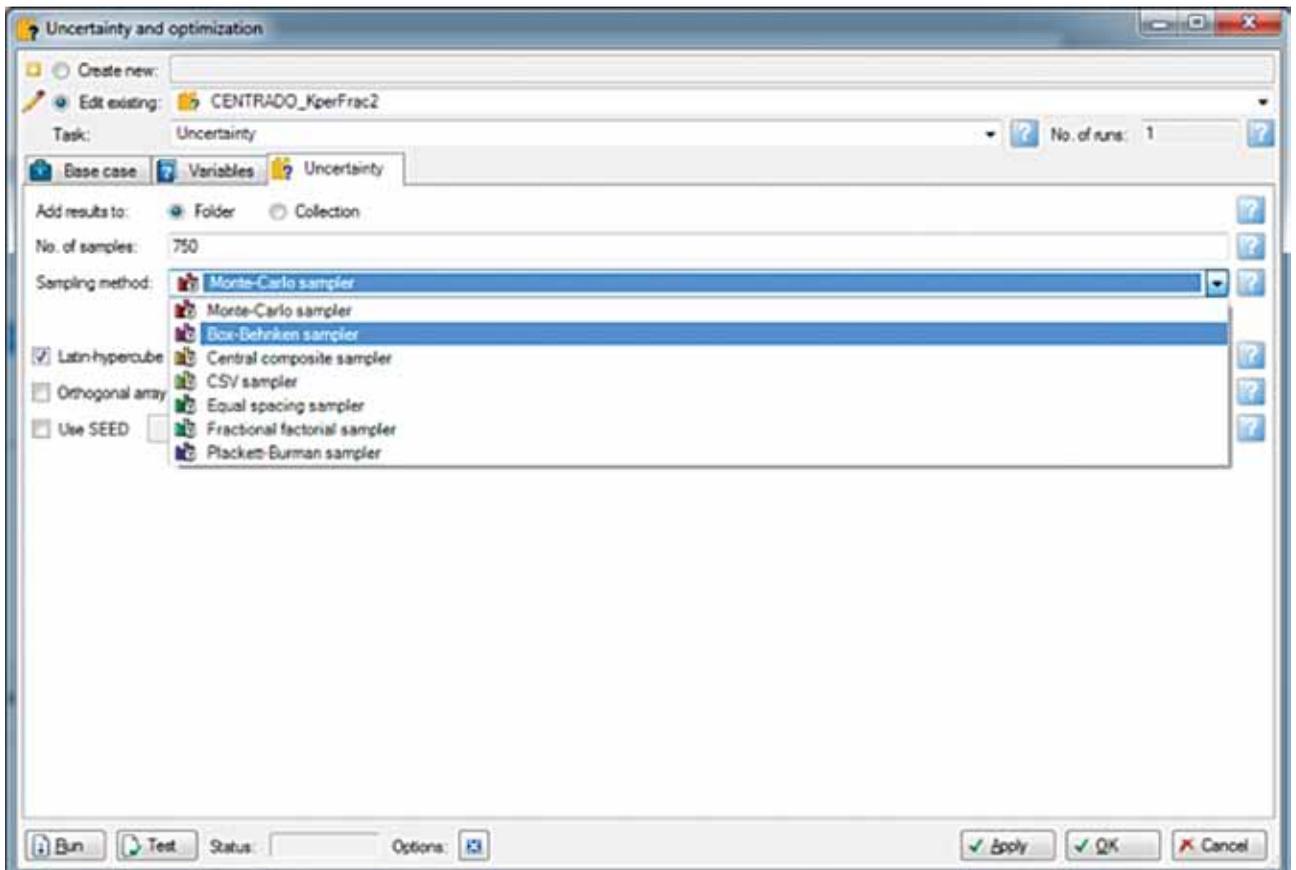


Figura 11. Selección del diseño de experimentos Hipercubo Latino con muestreo (Sampling Method) por Monte-Carlo.

80 AÑOS DESPUÉS...

SEGUIMOS CREYENDO



Celebramos 80 años respaldando a la industria argentina de la mejor manera: **SUMANDO ENERGÍA Y BRINDANDO SOLUCIONES INTEGRALES.**

www.secco.com.ar



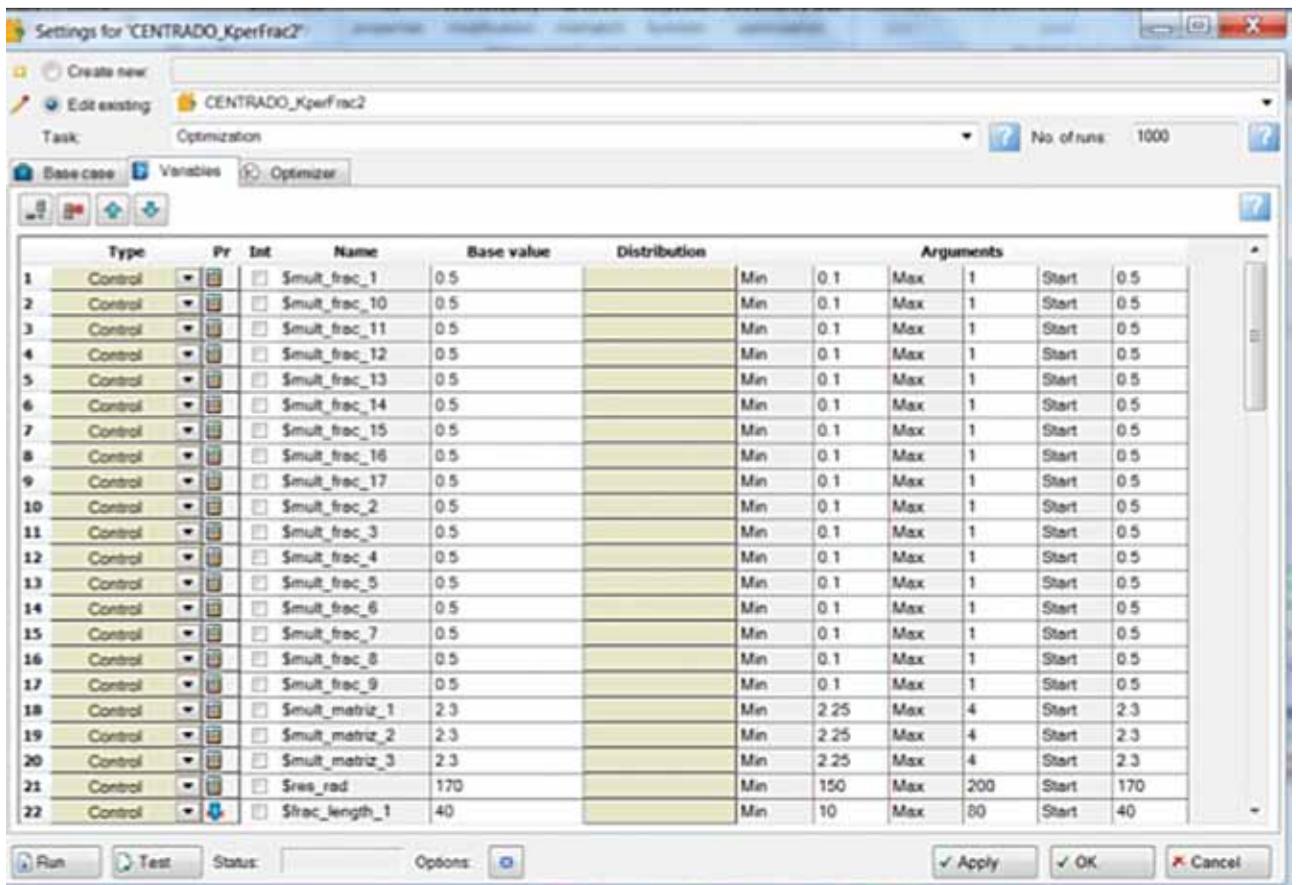


Figura 12. Configuración del proceso de Optimización con estrechamiento de rangos de variación.

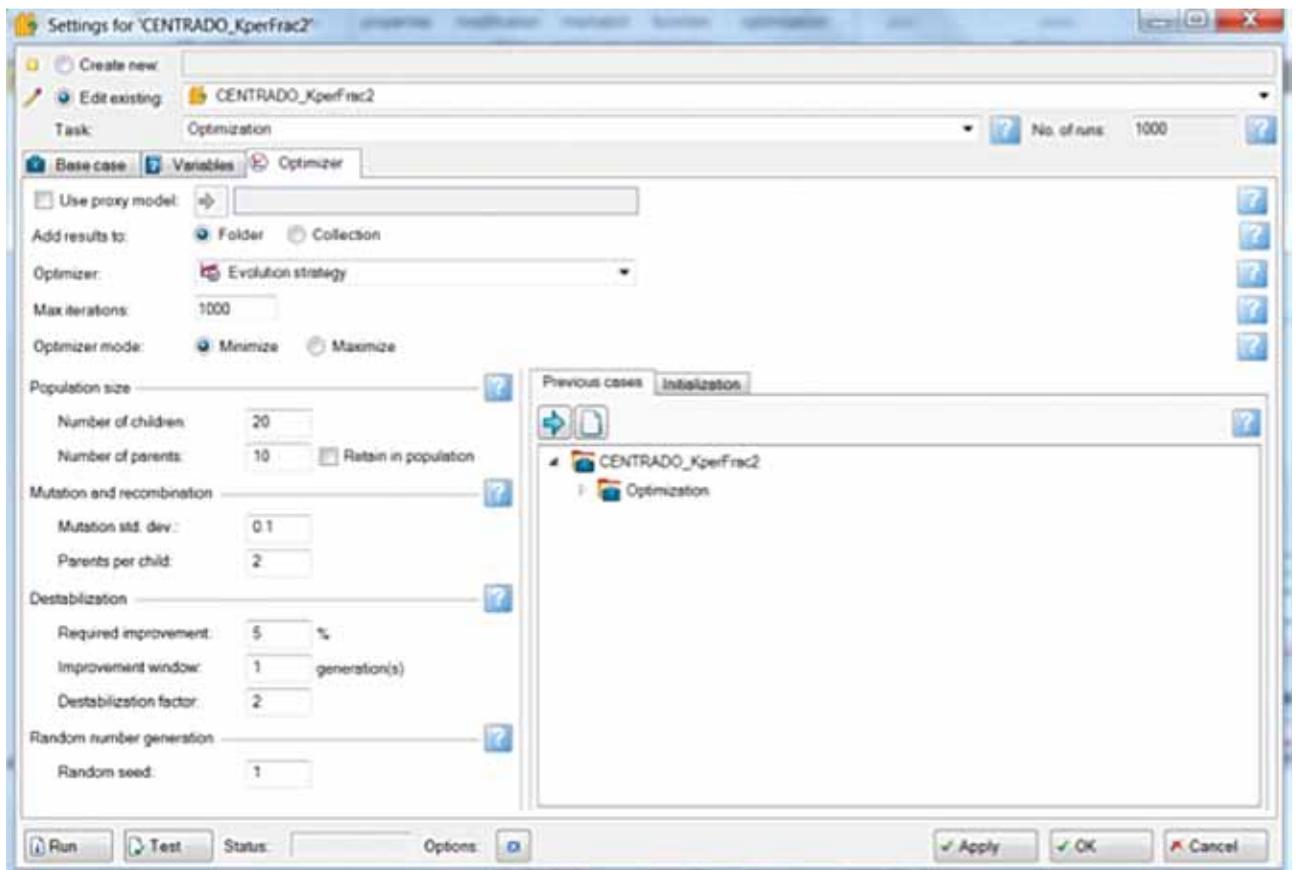


Figura 13. Selección de un algoritmo de estrategia evolucionaria para optimización.

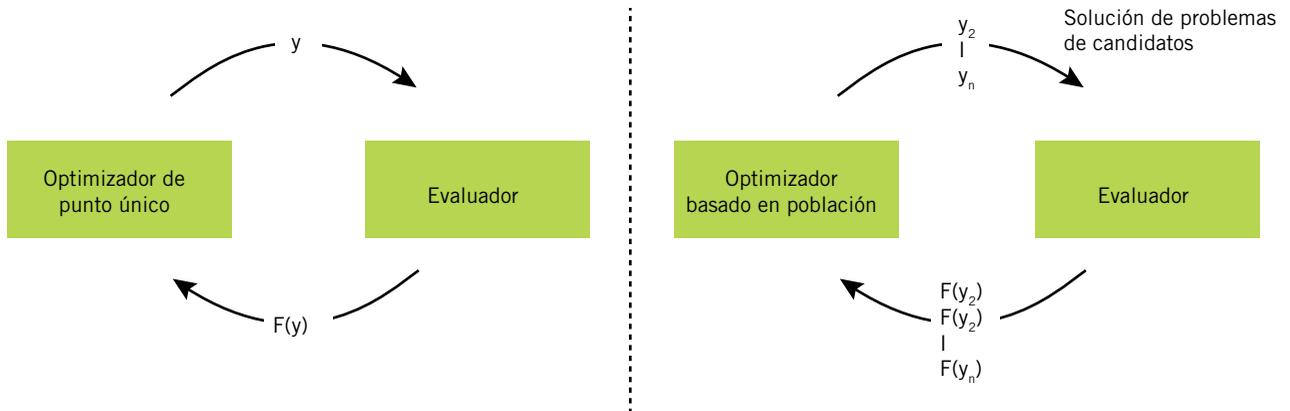


Figura 14. Comparación de algoritmos de optimización: un lanzamiento por vez versus evolucionario.

soluciones evaluadas (la generación de padres) para crear un conjunto de soluciones candidatas (la generación descendiente).

El esquema seguido se puede resumir en la figura 14 que muestra que, en cada ciclo, la estrategia de evolución genera nuevas soluciones candidatas (generaciones descendientes), y , en lotes de tamaño n . La siguiente figura compara estos dos diferentes abordajes.

Para producir una generación de soluciones candidatas (Y_1, Y_2, Y_n) a partir de una generación precedente, la población de partida debe ser inicializada antes de que el algoritmo pueda ser utilizado, asegurando una alta diversidad y tasa de recombinación. Este paso es garantizado con el análisis de incertidumbre previo realizado.

La mutación es el único operador capaz de explorar áreas completamente nuevas del espacio de búsqueda, siendo deseable comenzar con una población que incluya

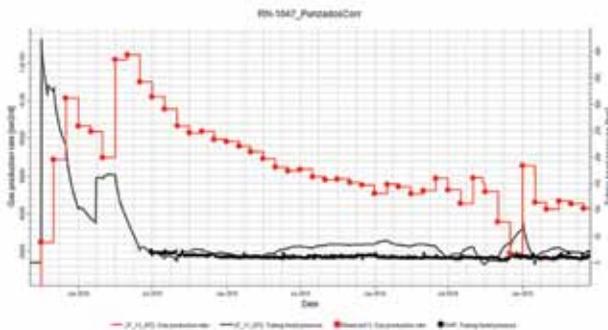


Figura 15. Respuesta de la THP optimizando todas las variables del proceso.

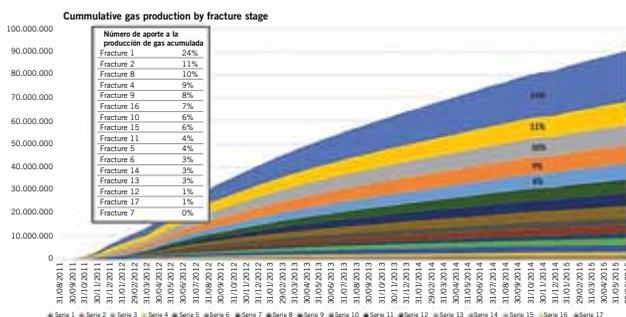


Figura 16. Aporte Gp de cada etapa de fractura en el tiempo.

JF_11_913			
Ítem			
\$rock_9	0,73	\$mult_frac_9	0,47
\$rock_8	0,83	\$mult_frac_8	0,63
\$rock_7	0,95	\$mult_frac_7	0,24
\$rock_6	0,80	\$mult_frac_6	0,51
\$rock_5	0,95	\$mult_frac_5	0,48
\$rock_4	0,81	\$mult_frac_4	0,30
\$rock_3	0,78	\$mult_frac_3	0,60
\$rock_2	0,87	\$mult_frac_2	0,34
\$rock_17	0,84	\$mult_frac_17	0,86
\$rock_16	0,90	\$mult_frac_16	0,84
\$rock_15	0,89	\$mult_frac_15	0,42
\$rock_14	0,73	\$mult_frac_14	0,89
\$rock_13	0,80	\$mult_frac_13	0,28
\$rock_12	0,78	\$mult_frac_12	1,00
\$rock_11	0,95	\$mult_frac_11	1,00
\$rock_10	0,82	\$mult_frac_1	0,28
\$rock_1	0,82	\$mult_length_9	43,34
\$res rad	183,28	\$mult_length_8	67,01
\$mult_poro_matriz_3	1,70	\$mult_length_7	62,30
\$mult_poro_matriz_2	0,54	\$mult_length_6	69,86
\$mult_poro_matriz_1	1,50	\$mult_length_5	28,77
\$mult_poro_9	4,13	\$mult_length_4	47,74
\$mult_poro_8	2,28	\$mult_length_3	52,68
\$mult_poro_7	3,49	\$mult_length_2	68,92
\$mult_poro_6	2,78	\$mult_length_17	36,10
\$mult_poro_5	3,80	\$mult_length_16	34,15
\$mult_poro_4	3,60	\$mult_length_15	42,24
\$mult_poro_3	0,78	\$mult_length_14	58,05
\$mult_poro_2	6,26	\$mult_length_13	13,56
\$mult_poro_17	8,77	\$mult_length_12	50,72
\$mult_poro_16	7,73	\$mult_length_11	47,65
\$mult_poro_15	9,53	\$mult_length_10	33,57
\$mult_poro_14	2,70	\$mult_length_1	10,00
\$mult_poro_13	8,05	\$mult_poro_1	9,55
\$mult_poro_12	5,16	\$mult_matriz_3	2,94
\$mult_poro_11	2,56	\$mult_matriz_2	2,54
\$mult_poro_10	6,36	\$mult_matriz_1	2,74

Figura 17. Resultado de una solución candidata, en cuanto el ajuste de cada parámetro, al final de la optimización.

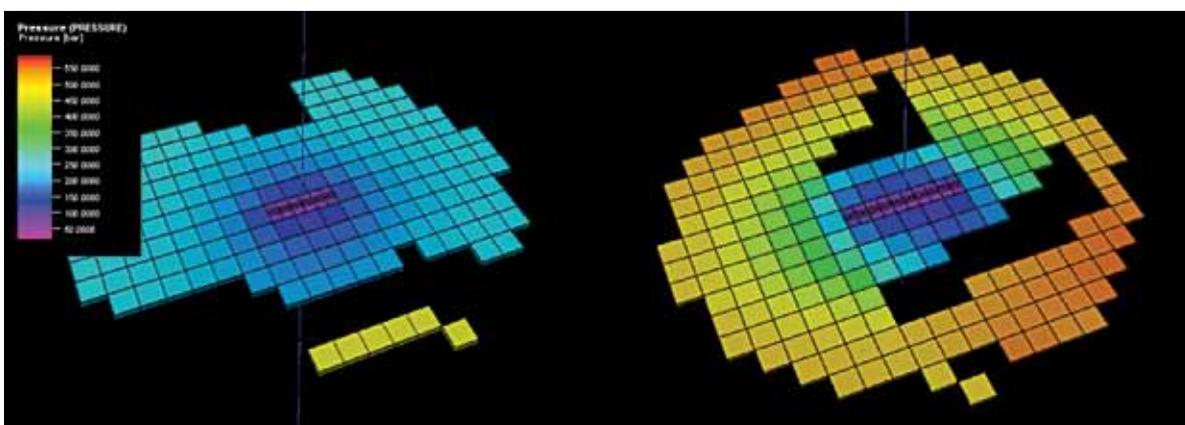
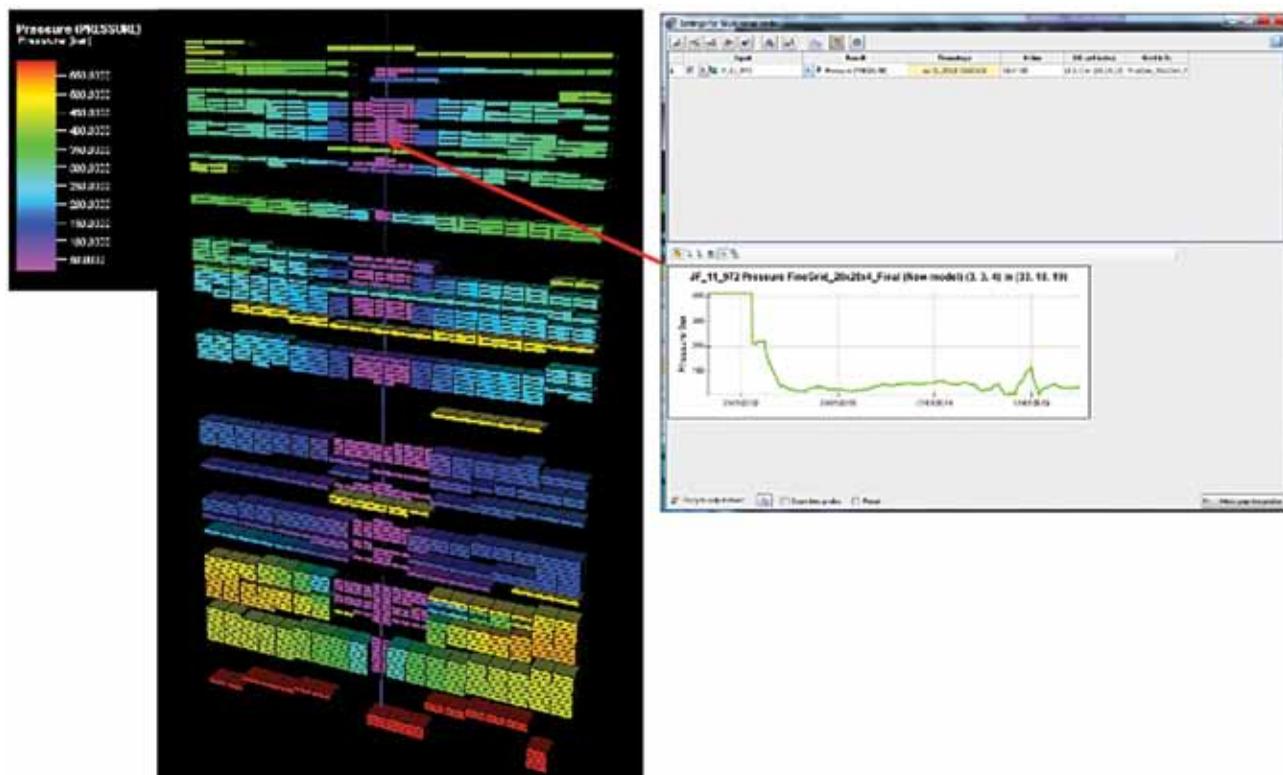


Figura 18. Estado final de la etapa de *history match* a nivel de capa y areal.

el máximo grado posible de diversidad o, en otras palabras, la cobertura del espacio de búsqueda para poder rastrear todas las diferentes zonas de mínimos relativos.

En un proceso numérico que requiere alto consumo de tiempo computacional siguiendo el flujo de trabajo descrito y envolviendo finalmente a la optimización, en el cual se requirieron aproximadamente mil realizaciones, se puede encontrar la/s soluciónes que mejor resuelven este problema.

Luego de generadas aproximadamente 1000 realizaciones se obtuvieron los resultados de la figura 15.

La distribución de la producción acumulada para cada fractura hidráulica quedó como se muestra en la figura 16.

Esta solución optimizada tiene para cada parámetro del modelo de pozo los valores asignados de la figura 17.

La distribución espacial de la presión de la solución mostrada presenta la disposición en la grilla del modelo según la figura 18.

Conclusiones

- 1- Las soluciones obtenidas permitieron acotar muy significativamente el área de drenaje de cada pozo.
- 2- El ajuste de producción a nivel de capa y fractura mostró buenas oportunidades de mejora en las etapas de completación.
- 3- Permite tener una estimación diferenciada de los pronósticos en cada ubicación del modelo geocelular original.
- 4- Se aplicó en escenarios de pronóstico pudiendo analizar sensibilidades y análisis estadísticos.
- 5- Se logró replicar el proceso en otros pozos consiguiendo resultados con una significativa reducción del tiempo requerido.
- 6- Esta metodología plasma una contribución significativa en la instancia de definición del distanciamiento entre pozos en las diferentes zonas del campo.

Próximos pasos

- 1- Incluir en la función objetivo a optimizar la producción alocada por fractura.
- 2- Aplicar el flujo de trabajo en un estudio *full field*.
- 3- Llevar a cabo un estudio de optimización de *Well Spacing*.
- 4- Incorporar al estudio de las propiedades geomecánicas de la región del estudio. ■

Agradecimientos

Los autores agradecen especialmente a Martín de la Cruz Olmos, Pablo Ibáñez, Andrés Krittian, Marcelo Menchi, Guillermo Gozalvez, Federico Sorenson, miembros del equipo de estudio para el área Río Neuquén al momento de la generación de este trabajo, por la posibilidad de intercambiar opiniones, incorporar y enriquecer la discusión.

Adicionalmente agradecemos a Petrobras Argentina S.A., Pampa Energía S.A. y Schlumberger por generar un ambiente de colaboración y promover la divulgación de este trabajo.

Referencias Bibliográficas

- ABACIOGLU Y., H. M. SEBASTIAN y J. B. OLUWA. 2009. "Advancing Reservoir Simulation Capabilities for Tight Gas Reservoir". SPE 122793. Rocky Mountain Petroleum Technology Conference, Denver 2009.
- BO LU G. SHIRALKAR. 2014. SPE 169548. "Accurate Tight Gas Flow Simulation. Western North American and Rocky Mountain Joint Regional Meeting". Denver 2014.
- BRATVOLD R. B. y BEGG. "Making good decisions. Richardson: Society of Petroleum Engineers", 2010. 207 p.
- COX S. A., R. P. SUTTON, R. P. STOLTZ y T. KNOBLOCH. 2005. SPE 98035. Determination of Effective Drainage Area for Tight Gas Wells. Eastern Regional Meeting. Morgantown 2005.
- ELHAMEDY M. y R. A. WATTENBARGER. "Coarse Scale Simulation in Tight Gas Reservoirs", Journal of Canadian Petroleum Technology, 2006.
- KELKAR M. y ATIQ. 2010. SPE 133301. "Upgridding Method for Tight Gas Reservoirs. SPE ATCE". Florence, 2010.
- MEDEIROS F, E. OZCAN y H. KAZEMI. "Productivity and Drainage Area of Fractured Horizontal Wells in Tight Gas Reservoirs Denver: Rocky Mountain Oil&Gas Technology Symposium 2007, SPE.
- NICOTRA G., A. GODI, A. COMINELLI y M. CHRISTIE. 2005. "Production Data and Uncertainty Quantification: A Real Case Study", SPE 93280, Reservoir Simulation Symposium, Houston, Texas, 31 January-02 February.
- PETREL Software platform (módulos Geology and Reservoir Engineering) 2014, Schlumberger
- WANG Y., Z. CHEN, V. MORAH, R. J. KNABE y M. APPEL. 2012. "Gas-Phase Relative Permeability Characterization on Tight-Gas Samples", Petrophysics, Vol. 53, N° 6.
- WILLIAMS G. J. J., M. MANFIELD, D. G. MACDONALD y M. D. BUSH. 2004. "Top-Down Reservoir Mode-



ling", SPE 89974, Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, SPE, 26-29 September.

ZUBAREV D. I. "Pros and cons of applying proxy-models as a substitute for full reservoir simulations". In: Spe Annual Technical Conference and Exhibition, 2009, Louisiana, USA. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2009. SPE 124815.

Martín Gutman es Ingeniero Químico (UBA)–Master Reservoir Evaluation and Management (HERIOT WATT). Trabajó en Repsol YPF y Petrobras Argentina S.A. Actualmente se desempeña como Ingeniero de Reservorios (Yacimiento Río Neuquén No Convencionales).

Juan Pablo Francos es Ingeniero en Petróleo egresado del Instituto Tecnológico de Buenos Aires. Trabajó en Apache Corporation. Desde 2012 se desempeña en Schlumberger como Ingeniero de Reservorios especializado en simulación numérica.

Gustavo Gabriel Becerra posee una maestría en Ciencias de la Ingeniería del Petróleo en la Unicamp, (Campinas, São Paulo, Brasil) y graduación en Ingeniería Hidráulica y Civil en la Universidad Nacional de La Plata (Argentina). También actuó como ingeniero de reservorios en diferentes locaciones en Pérez Companc S.A. y Petrobras. Se desempeñó en el CENPES coordinando la línea de investigación de Análisis de Incertidumbre. Actualmente es Consultor Sénior en Pampa Energía (E&P-Reservas y Reservorios) y actúa en el modelado del comportamiento dinámico de reservorios.

Yacimiento Centenario, Cuenca Neuquina:

Shale en ARGENTINA

1º Ag de

2º Jorn y Des en

Modelo Estático 3D en reservorios *tight-gas* de la Formación Los Molles

Por *Basilio A. Giménez, Marcela Feilhaber, Marcos Mendoza, Guillermina Álvarez, Tania Galarza y María Soledad Montenegro (Pluspetrol Argentina)*

En este trabajo se describe el proceso por el cual a través de un modelo estático 3D se buscó caracterizar la distribución de roca reservorio y estimar sus propiedades petrofísicas hacia las zonas escasamente perforadas; y la posterior obtención de mapas de espesor útil saturado con gas para los niveles principales de la Formación Los Molles.



El yacimiento Centenario se encuentra al norte de la región geomorfológica de la Dorsal de Huincul, que está constituida por un tren de estructuras anticlinales de orientación este-oeste fuertemente asimétricas, es lo suficientemente conspicua como para dividir en dos a la Cuenca Neuquina (Pángaro *et al.*, 2009). Geográficamente se ubica en la región este de la Provincia del Neuquén, involucrando parte de los ejidos urbanos de Plottier, Neuquén y Centenario (Figura 1).

En la columna estratigráfica de la zona, la Formación Los Molles corresponde al Grupo Cuyo Inferior (Jurásico inferior a medio). Su composición es diferente a la descrita en afloramientos de la Cuenca (Arregui *et al.*, 2011), ya que además de un Miembro Pelítico de origen marino, presenta un Miembro Clástico sobreimpuesto (subdividido

en basal, intermedio y superior). Este miembro concentra los reservorios productivos de la Formación (Figura 2).

La Fm. Los Molles es productora de gas y condensado, y fue descubierta en 1998 con la perforación del pozo Ce.xp-1116 en el tope de una estructura anticlinal (Schiuma *et al.*, 2002). Hasta ese momento, el yacimiento era productor de gas y petróleo de las Formaciones Lajas, Lotena y Quintuco.

Los reservorios de la Fm. Los Molles (Mb. Clástico) están conformados por conglomerados y areniscas depositados en un ambiente que grada desde un sistema deltaico hacia un ambiente fluvial-proximal de muy alta energía, constituyendo cientos de metros de espesor. La principal característica de estos reservorios es que presentan una degradación de su calidad petrofísica desde el tope de la estructura (sur) hacia los flancos (norte) conviviendo, en el mismo yacimiento, reservorios con características convencionales pero de permeabilidad desmejorada y reservorios de muy baja permeabilidad tipo *tight-gas* (Figura 3).

Desde su descubrimiento hasta la actualidad, los volúmenes de gas que no eran económicos para su explotación comenzaron a ser rentables a medida que se profundizaba el conocimiento geológico del área, los desafíos técnicos comenzaron a ser superados y el contexto económico (precios diferenciales) mejoró dando viabilidad al proyecto. Sin embargo, queda una gran extensión y volumen sin cuantificar, por lo que uno de los objetivos fundamentales consiste en la delimitación de estos recursos prospectables en las zonas con bajo grado a nulo desarrollo con pozos.

En este sentido, se delineó el objetivo de caracterizar conceptualmente la distribución de roca reservorio y estimar sus propiedades petrofísicas hacia las zonas escasamente perforadas. De esta forma, se construyó un modelo estático 3D que incluyó: una revisión del modelo estratigráfico-estructural, un estudio sedimentológico conceptual, revisión de información de imágenes de pozo, y un nuevo modelo petrofísico consistente para toda el área.

Como resultado del trabajo, se obtuvieron mapas de espesor útil saturado con gas para los niveles principales de la Fm. Los Molles que permitieron la delimitación de zonas con distintos grados de incertidumbre de desarrollo futuro del recurso *tight-gas*. También se realizaron cálculos volumétricos con distintos casos variando los valores de cut-off, lo que permitió obtener una sensibilidad de los mismos desde un punto de vista distinto al aplicado por petrofísica.

Metodología

El flujo de trabajo consistió en definir los aspectos típicos necesarios para realizar un modelo estático 3D, y el flujograma se muestra en la figura 4. Se utilizó la plataforma GOCAD-SKUA (Paradigm Software) para realizar dicho modelo, integrando información sísmica en profundidad (horizontes correspondientes a los topes de la Fm. Los Molles, Arenas Finas o Basal, y Pelítico, y planos de falla), datos de 50 pozos en el área de la cobertura sísmica (incluyendo surveys de desviación, niveles de correlación, curvas de interpretación petrofísica) e información de terminación y producción para delimitar los principales intervalos productivos (Figura 5).

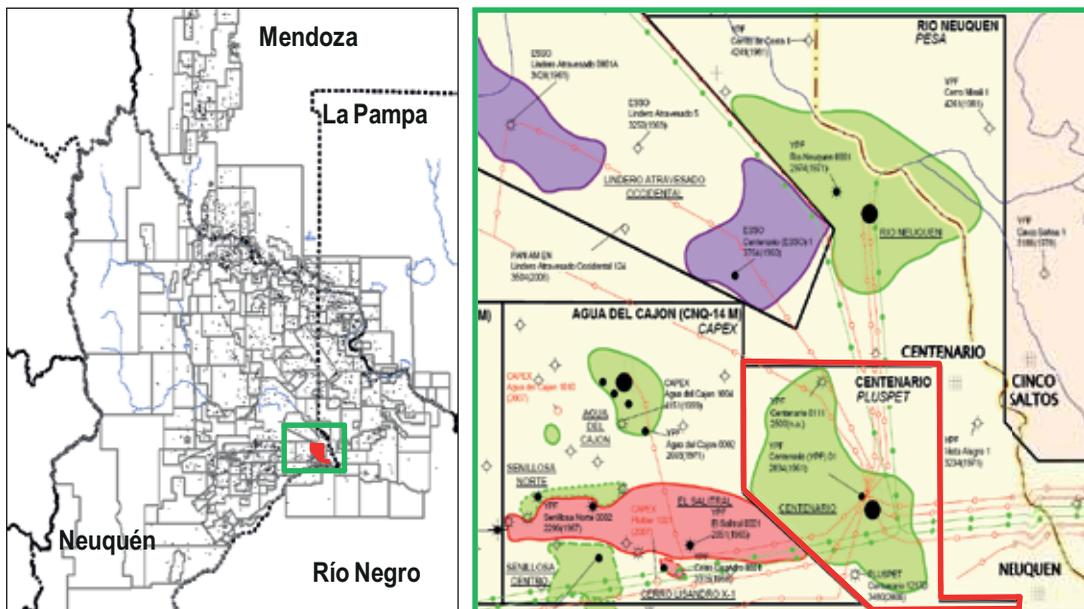


Figura 1. Mapa de ubicación del bloque Centenario en la Cuenca Neuquina.

La columna estratigráfica definida en el modelo 3D consiste en una serie de niveles de correlación modelados por topes de pozo utilizando como guía los horizontes interpretados en la sísmica (Figura 6). La correlación se basó en la identificación de niveles de inundación/escasa deposición (freáticas) que separan los distintos cuerpos areno-conglomerádicos. La capa "Tope Arenas Finas" se corresponde con el Mb. Basal, la capa "Base_canal_2" al Mb Intermedio, y el resto hacia el tope de la Fm. Los Molles corresponde al Mb. Superior de la misma.

Modelo estructural

La estructura regional en la zona de la Dorsal de Huincul fue interpretada (Vergani, 2005) como un sistema de fallas lítricas que controlan la sedimentación en la etapa

de rift de la cuenca (Jurásico inferior), que posteriormente son afectadas por inversión tectónica selectiva con alzamiento contrario a la extensión (Jurásico inferior alto a Jurásico medio).

En el caso de la estructura del Gp. Cuyo Inferior en el bloque Centenario, la misma consiste en un anticlinal ubicado en el extremo sur del bloque con cierre en tres direcciones, y un cuarto cierre contra una falla principal normal de orientación WNW-ESE. Dicho anticlinal se encuentra segmentado en diferentes bloques por un set de fallas normales de orientación general N-S con vergencia hacia el este, las cuales se presupone que han tenido cierta incidencia en la generación de depocentros durante la deposición de la Fm. Los Molles, parcialmente controlados por subsidencia diferencial de estructuras asociadas al ciclo Precuyano.

Hacia el centro y norte del bloque, los flancos de la es-

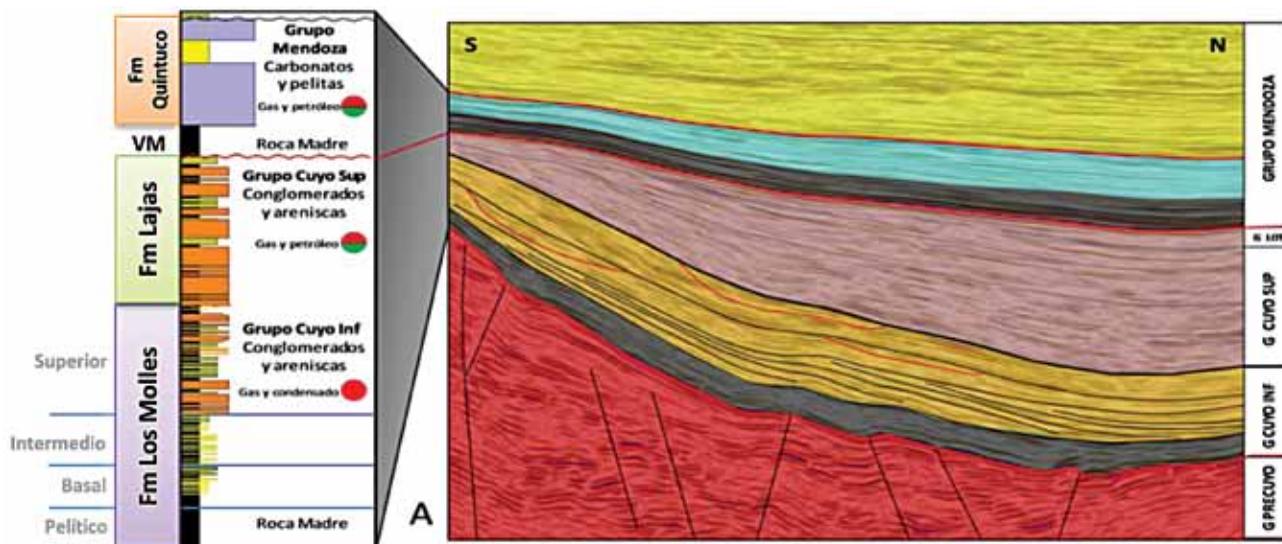


Figura 2. Columna estratigráfica esquemática en la concesión Centenario (tomado de María y Rivero, 2014).

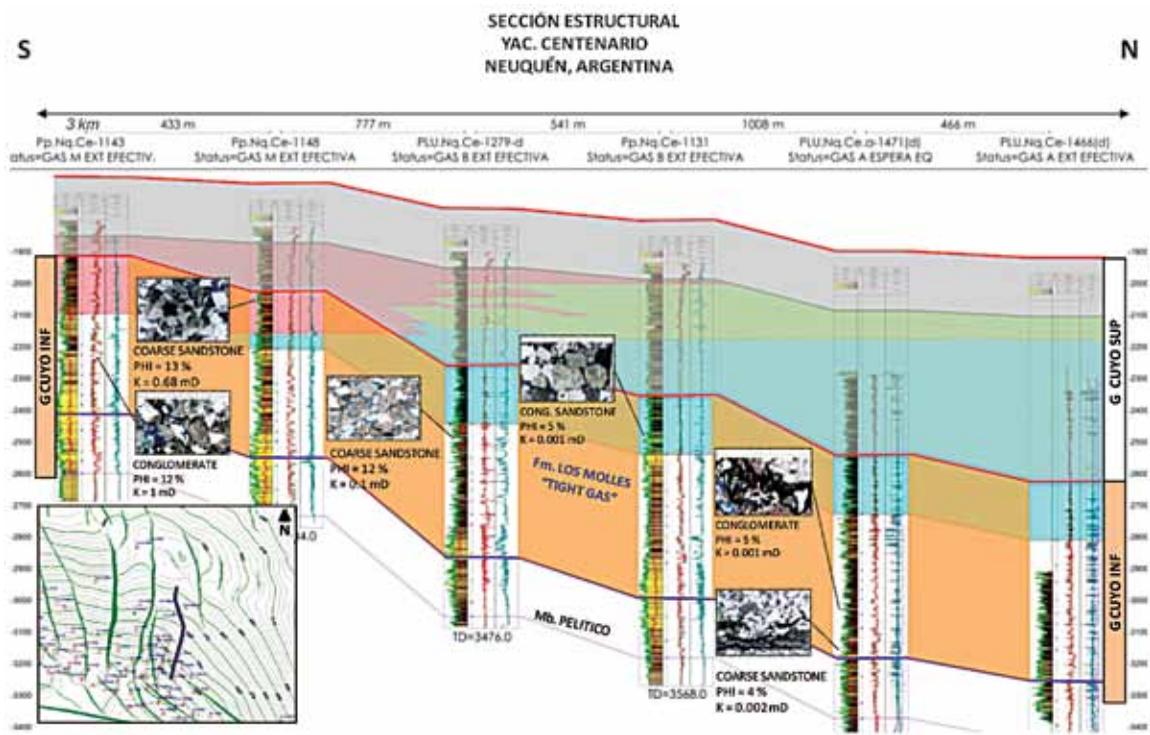


Figura 3. Variación lateral de propiedades petrofísicas desde el tope de la estructura anticlinal (sur) hacia los flancos (norte). Tomado de María y Rivero, 2014.

estructura anticlinal principal se profundizan con tendencia homoclinal, aunque existen estructuras anticlinales transversales de menor relevancia.

Para el modelo estático 3D realizado en GOCAD-SKUA, se importaron 9 fallas normales y 3 superficies estructurales (Tope Fm. Los Molles, Tope Mb. Basal, y Tope Mb. Pelítico). Los niveles reservorio intermedios se modelaron de forma isópaca ajustados por la correlación estratigráfica.

La grilla geológica está constituida por celdas de 100 m x 100 m y entre 1-2 m de espesor. El total del celdas del modelo es de $2,53 \times 10^6$. El detalle de las dimensiones de la grilla geológica se observan en la figura 7.

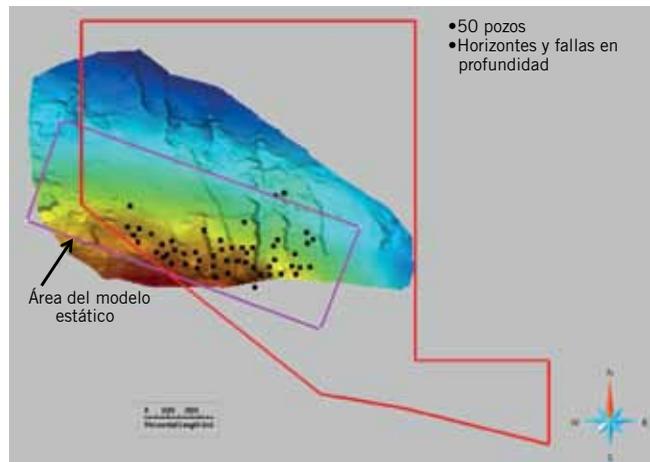


Figura 5. Datos utilizados en el modelo estático 3D conceptual.

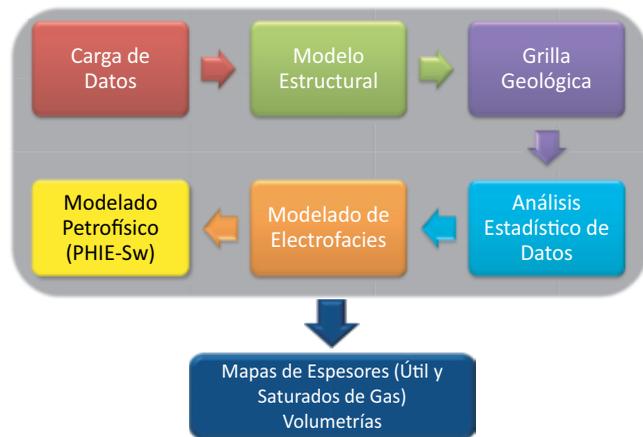


Figura 4. Flujograma para la construcción del modelo estático 3D conceptual de la Fm. Los Molles.

Definición de electro-facies

Para la generación del modelo geológico de facies, se evaluó en una primera instancia utilizar el control geológico disponible en todos los pozos utilizados. Sin embargo, al comparar las litologías del *mud-logging* con las facies interpretadas en imágenes resistivas se observó una muy baja correlación (Figura 8).

Por lo tanto, y en función de tendencias generales observadas en comparación con información de testigos-corona y las facies de imagen resistiva, se realizó una caracterización conceptual de Electrofacies utilizando valores de corte sobre las curvas interpretadas de perfiles a pozo abierto: volumen de arcilla (VCL), porosidad efectiva (PHIE), y saturación de agua calculada por el método Simandoux



Figura 6. Columna estratigráfica definida en el modelo estático 3D conceptual.

(Sw_simandoux o SWSIM). Como se observa en la figura 9, se diferenciaron 4 Electrofacies: arcillas, arenas finas, conglomerados y areniscas conglomerádicas.

Interpretación petrofísica

En el caso de las variables petrofísicas del reservorio, se realizó una nueva interpretación global para los 50 pozos

involucrados en el proyecto, de los cuales se obtuvieron las curvas de VCL, PHIE y Sw_simandoux. Este modelo petrofísico se calibró con mediciones de petrofísica básica provenientes de 11 pozos con testigos-corona. El set de perfiles de pozo abierto consiste en suites triple-quad combo, involucrando curvas de correlación (GR-SP), resistividad, porosidad (sónico, neutrón-densidad), y en algunos casos factor fotoeléctrico. También se utilizaron datos de producción y una base de datos completa de PLT (en muchos casos, varios PLT en distintos tiempos para un mismo pozo).

- El flujo de trabajo consistió en varias etapas sucesivas:
- 1) Control de calidad, correcciones ambientales y normalización de los registros de pozo.
 - 2) Definición de los modelos que se utilizarán: GR (modelo curvo)-Resistividad para calcular el VCL; Densidad/Sónico para la PHIE, y Simandoux para la Sw.
 - 3) Validación/calibración de los modelos.
 - 4) Sensibilidad a los cut-offs.
 - 5) Aplicación en pozos del modelo 3D y en terminación de nuevos pozos.

Análisis estadístico de los datos (electrofacies y petrofísica)

El entendimiento de las distribuciones estadísticas y geoestadísticas de las propiedades es fundamental para su simulación. En esta etapa, el flujo de trabajo consiste en:

- 1a) Control de calidad de datos.
- 1b) Generación de histogramas para determinar las proporciones del dato duro.
- 1c) Escalamiento del dato de pozo a la grilla geológica (*Blocking*) y su control de calidad.

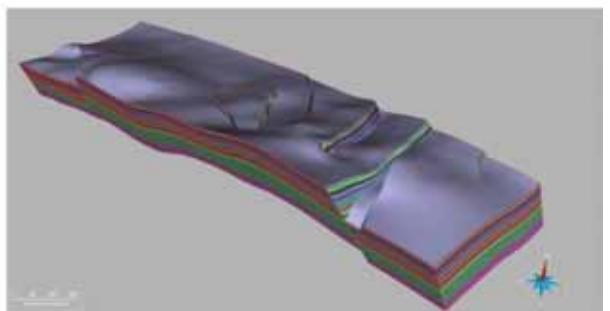
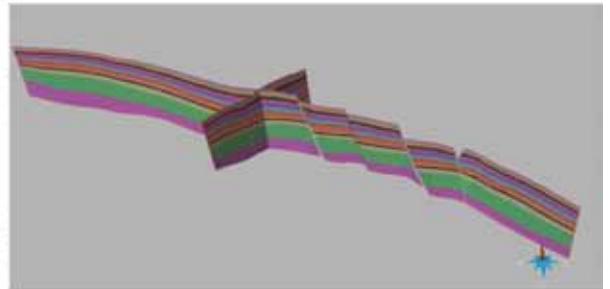
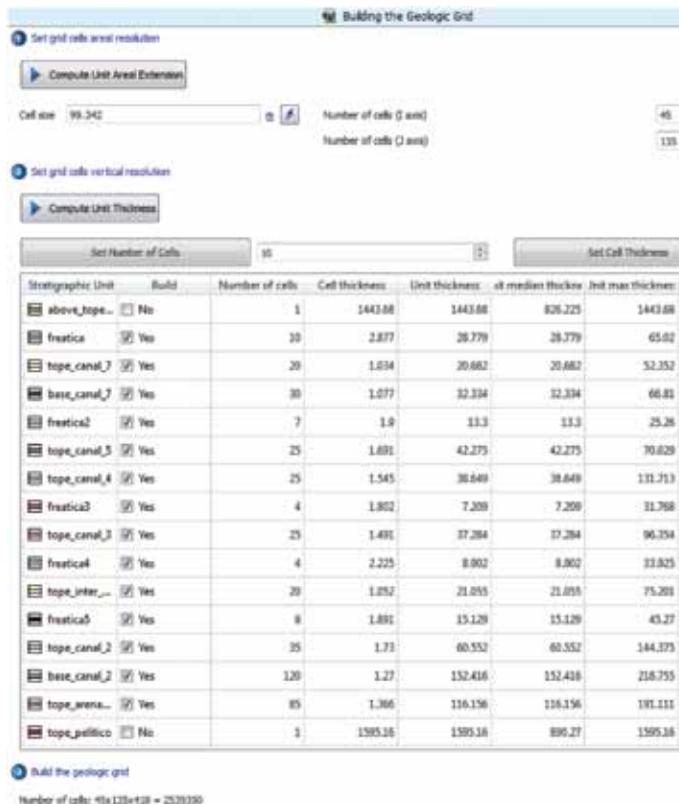


Figura 7. Detalle de las dimensiones de celdas para cada nivel estratigráfico del modelo 3D.

SOMOS POTENCIA EN LA **GENERACIÓN** DE SOLUCIONES



**LAS SOLUCIONES FINNING
MAXIMIZAN LA VIDA ÚTIL DEL
EQUIPO EVITANDO PÉRDIDAS
DE EFICIENCIA Y MEJORANDO
EL CONSUMO DE TU FLOTA:**

- Potencias desde 70 kVe a 9700 kVe con gas combustible.
- Potencias desde 10 kVe a 13970 kVe con diésel.
- Plantas llave en mano e ingeniería modular según la necesidad del cliente.
- Respaldo y soporte Finning en más de 20 provincias.

BUILT FOR IT.

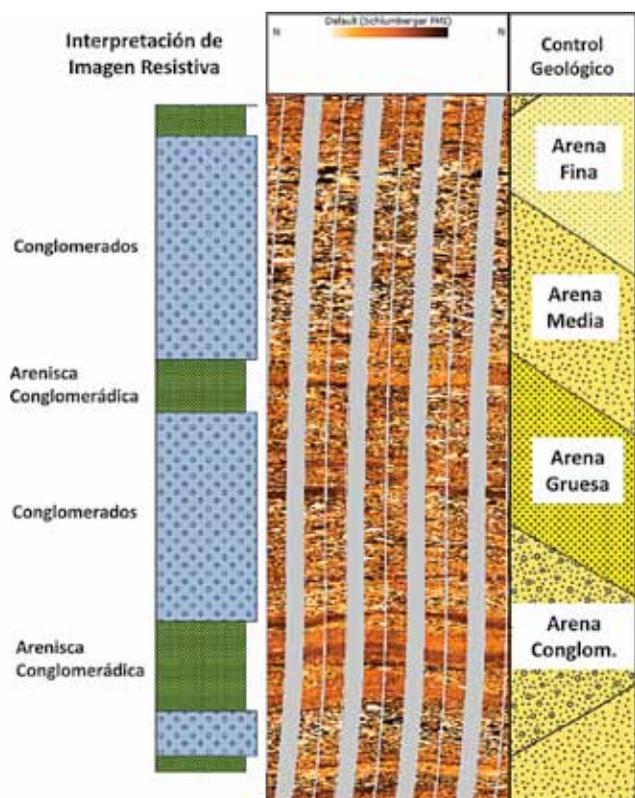


Figura 8. Comparación de litologías de control geológico y de imágenes resistivas.

1d) Generación de curvas de proporción (electofacies) y tendencia (propiedades petrofísicas) vertical (VPC y VTC).

Para las electrofacies, el método de *blocking* aplicado fue "Nearest to cell center" (dato más cercano al centro de la celda). Los histogramas de electrofacies, la curva VPC y un ejemplo comparativo del *blocking* resultante en un pozo, se observa en la figura 10. Las electrofacies con mejores propiedades petrofísicas son las areniscas conglomerádicas (color naranja en figura 10), y su distribución vertical (curva VPC) muestra que los mejores reservorios se concentran hacia el tope del Mb. Basal, en la base y tope del Mb. Intermedio, y en la mayor parte del Mb. Superior.

Para la porosidad efectiva, el método de *blocking* apli-

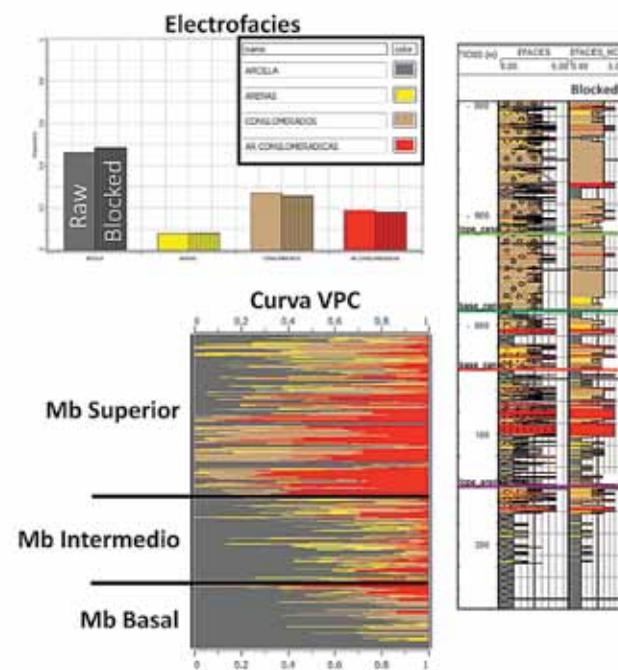


Figura 10. Histogramas y curva VPC para las Electrofacies.

cado fue "Arithmetic Mean" (promedio aritmético). Los histogramas de porosidad, la curva VTC y un ejemplo comparativo del *blocking* resultante en un pozo, se observa en la figura 11. Consistentemente con la distribución de electrofacies y según la curva VTC, las mejores porosidades se concentran hacia el tope del Mb. Basal, en el tope del Mb. Intermedio, y en la mayor parte del Mb. Superior.

Para el caso de la saturación de agua, el método aplicado fue "Geometric Mean" (promedio geométrico). Los histogramas de Sw, la curva VTC y un ejemplo comparativo del *blocking* resultante para un pozo, se observa en la figura 12. Según la curva VTC, las saturaciones de agua más bajas se encuentran en el tope del Mb. Basal y en la mitad inferior del Mb. Superior.

Simulación estocástica

Para la simulación de las propiedades se definió utilizar el tipo secuencial. Este tipo de simulación geoestadística utiliza el método de *Kriging*, y requiere dos datos de entrada principales: distribución de proporciones de la variable y determinación de parámetros de variograma para cada variable.

Para el caso de los variogramas, su dirección de orientación (*azimuth*) es sensible a la distribución geográfica y cantidad de los datos, lo cual debe ser lo más homogénea posible. En este caso, la distribución es heterogénea con una orientación dominante WNW-ESE (Figura 13), por lo que genera una influencia no real sobre los variogramas experimentales.

Para obtener un *azimuth* más confiable en la distribución de electrofacies (Simulación Secuencial por Indicadores, SIS), se incorporó información obtenida del análisis de imágenes resistivas de 4 pozos (Figura 14). Como resultado, los *azimuth* aplicados presentan una orientación general hacia el NNW.

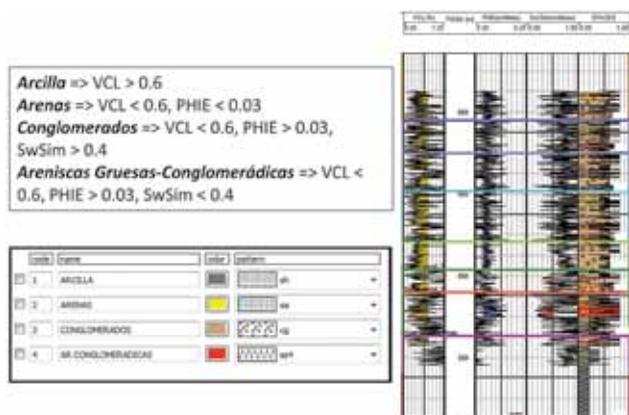


Figura 9. Definición de electrofacies mediante *cutoffs* aplicados sobre VCL, PHIE y Sw.

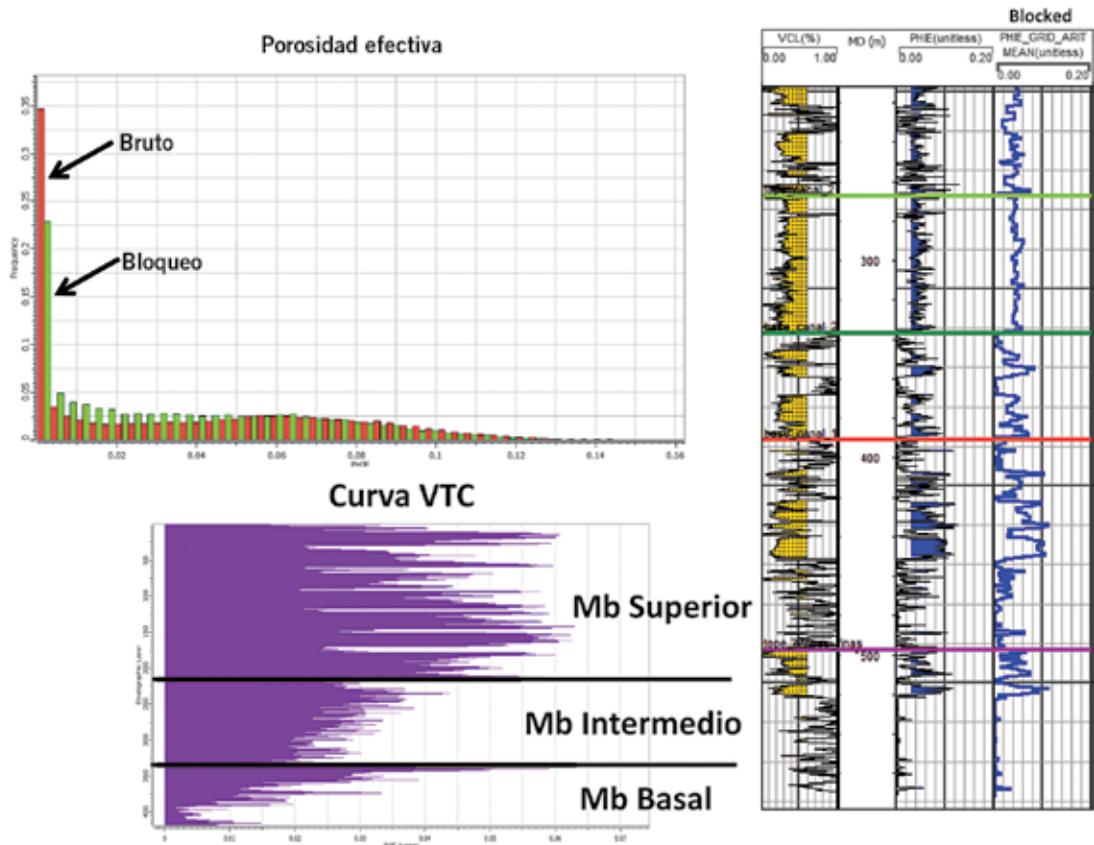


Figura 11. Histogramas y curva VTC para la porosidad efectiva (Mb = miembro).

Las dimensiones del variograma en el plano horizontal se determinaron mediante variogramas experimentales del tipo esférico. Ejemplos del resultado se observan en los

planos (*layers*) de la figura 15 y en la sección estructural SSW-NNE de la figura 16. En dicha sección estructural, se observa como la mejor electrofacies (arenisca conglomerada)

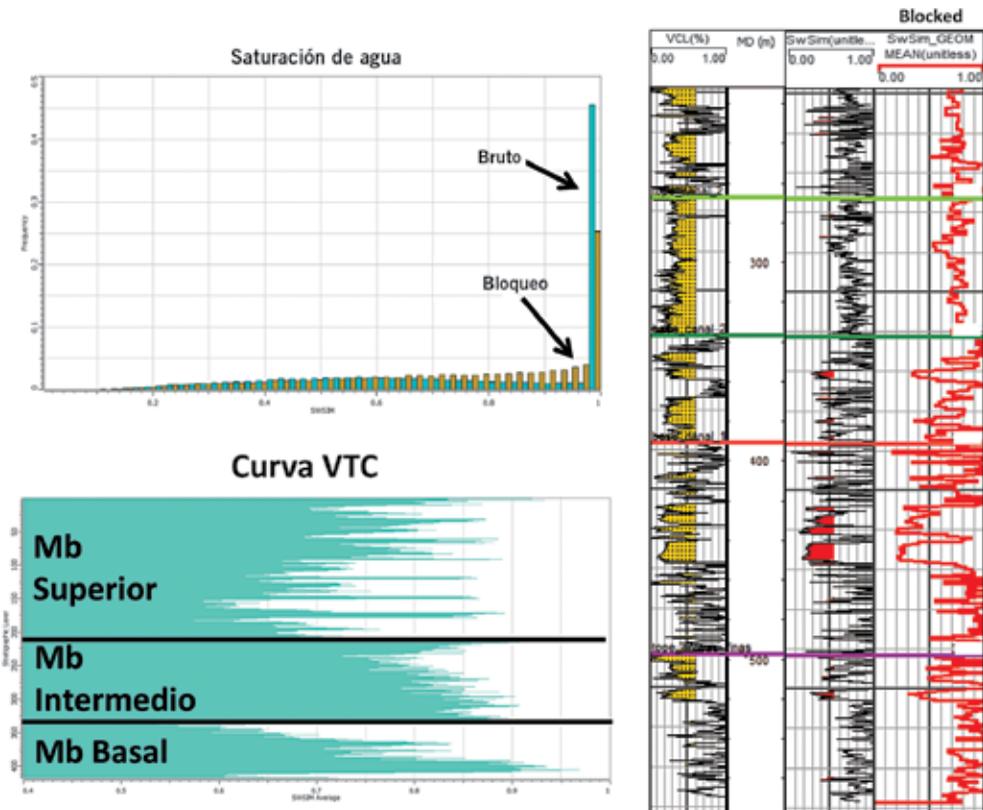


Figura 12. Histogramas y curva VTC para la saturación de agua.

Resultados y discusión

Los resultados obtenidos de la simulación estocástica se evaluaron desde dos aspectos: mapas de espesor neto saturado con gas y volumetrías. En el caso de los mapas, se realizaron mapas de espesor promedio para cada uno de los Miembros de la Fm. Los Molles para comprender la distribución de los mejores reservorios. Para el Mb. Superior, los mejores espesores se ubican en el alto estructural (ubicación del desarrollo actual), mientras que para los miembros basal e intermedio se identificaron zonas con diferentes grados de potencial futuro de extensión del desarrollo.

Se definieron dos zonas con los mejores espesores y, por lo tanto, con mayor certidumbre, sobre las cuales se realizaron cálculos volumétricos y una sensibilidad determinística de 4 casos variando los parámetros de corte de PHIE y Sw (Figura 19). Estas volumetrías se compararon con la suma de los EUR estimados de los pozos tipo de cada zona, considerando un distanciamiento entre pozos de 40 acres para desarrollarlas.

En cuanto a los casos evaluados, se observa en la figura 19 que la variación en los *cut-off* de porosidad efectiva, los volúmenes *in-situ* presentan escasa diferencia, mientras que la mayor sensibilidad se observa en la variación del *cut-off* de Sw. Para el caso más pesimista (Caso base, Sw < 40%) el GOIS (condiciones de superficie) es menor a la suma de los EUR de los pozos que se requerirían para desarrollar el área, por lo que no es un *cut-off* realista. Con un *cut-off* de Sw entre los casos A y B (entre 45-50%) se obtendría un factor de recuperación menor al 70%, un valor esperable para este tipo de yacimiento de gas.

Sin embargo, si se utiliza un *cut-off* de Sw más optimista que el 40%, aparecen en la evaluación petrofísica nuevos

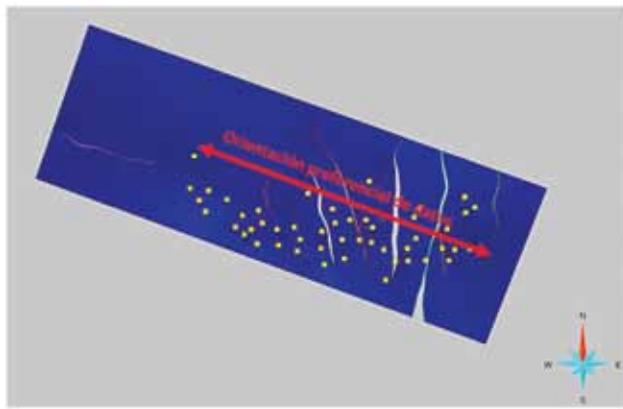


Figura 13. Distribución geográfica heterogénea de los datos (pozos).

dica, color naranja) está presente en todos los intervalos de la Fm. Los Molles en el tope de la estructura, pero hacia el flanco se concentra hacia el tope del Mb. Intermedio y tope del Mb. Basal, aumentando la concentración de conglomerados (color beige) en el Mb. Superior.

Para la simulación de la porosidad efectiva y la saturación de agua, se utilizó Simulación Secuencial Gaussiana (SGS). La simulación se realizó para cada subdivisión estratigráfica y para cada electrofacies, obteniendo para cada caso los histogramas de distribución de cada variable y sus variogramas experimentales. Los variogramas son del tipo esférico con dimensiones muy similares en el plano horizontal, ya que no se observó una tendencia en una orientación definida. Ejemplos del resultado de la simulación para ambas propiedades petrofísicas se visualizan en las secciones estructurales de las figuras 17 y 18.

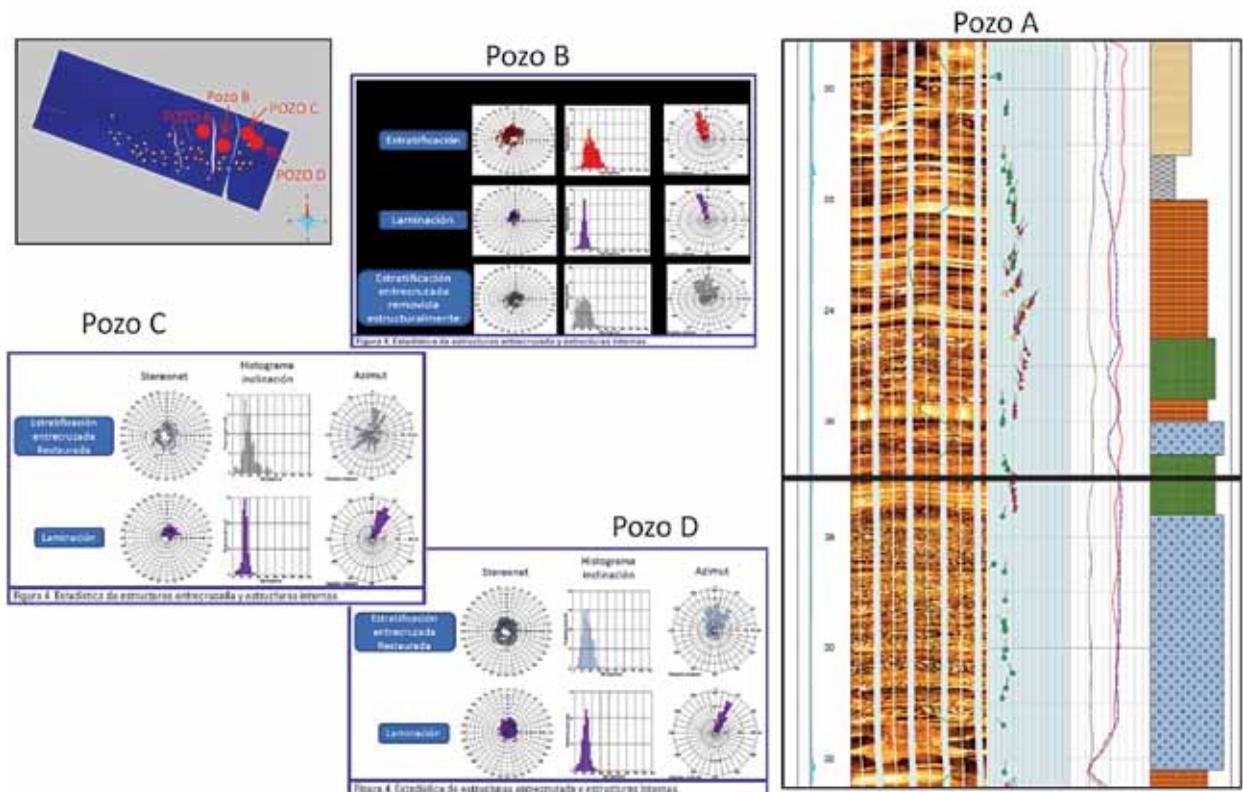


Figura 14. Resultados de la interpretación de planos de estratificación entrecruzada en 4 pozos con imagen resistiva.



SERVIUR

tratamiento de aguas y efluentes

LOS TRES ENGRANAJES QUE IMPULSAN NUESTRA EMPRESA

ESTE PASO QUE HEMOS DADO PARA POSEER UN SISTEMA INTEGRADO DE GESTIÓN EN EL ÁREA DE CALIDAD, AMBIENTE Y SEGURIDAD RATIFICA EL CAMINO QUE INICIAMOS EN EL AÑO 2000 CUANDO REALIZAMOS LA PRIMERA CERTIFICACIÓN DE LA ISO 9002

ISO 9001
ISO 14001
OHSAS 18001
BUREAU VERITAS
Certification



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

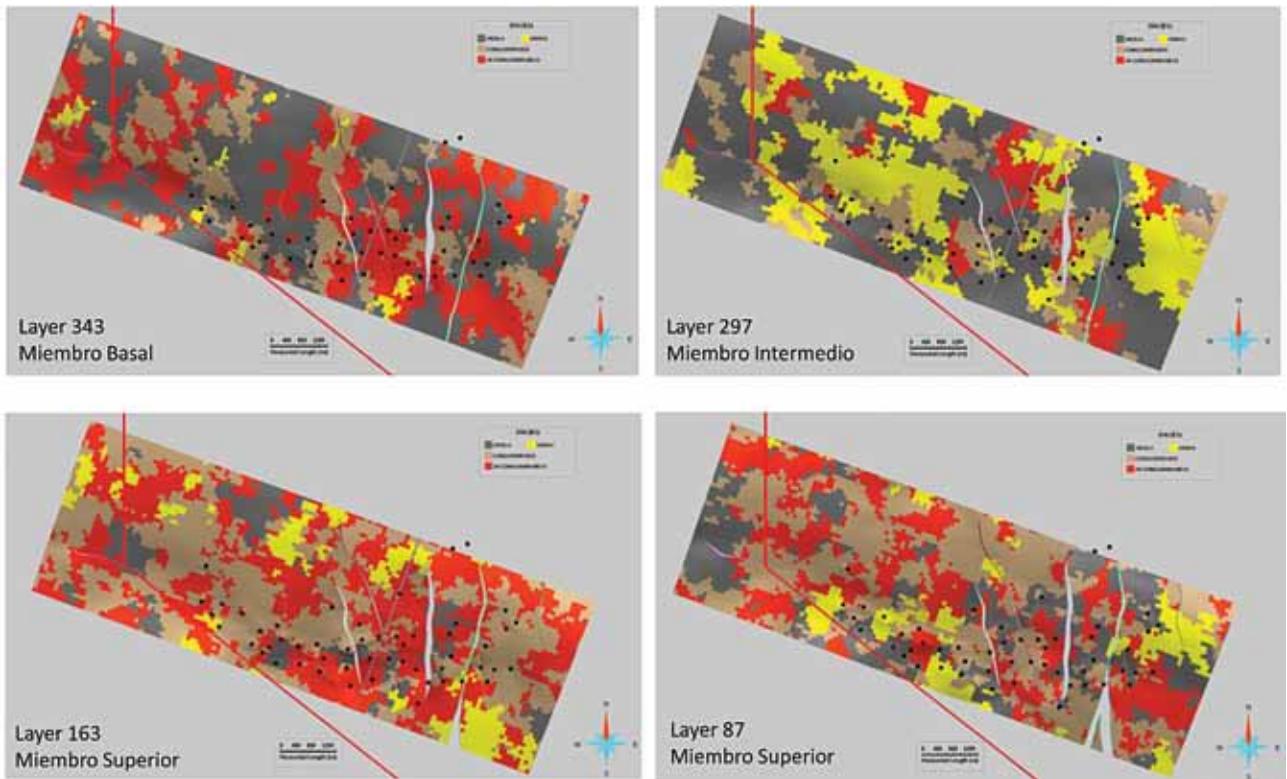


Figura 15. Ejemplos de resultado (en planta) de la simulación secuencial indicadora para las electrofacies.

intervalos reservorio como *net-pay*, que al estimularse con fracturas hidráulicas producen muy bajo volumen de gas o prácticamente resultan sin entrada (Figura 20), aunque el control geológico muestra actividad del Gas Total. Las posibles explicaciones son 1) las saturaciones de gas en estos niveles no es lo suficientemente alta como para poder producirse en un contexto de muy bajas permeabilidades y capacidad de flujo (debido a una alta tortuosidad del sistema poral-gargantas porales), y/o 2) el diseño de las estimulaciones no resulta óptimo para niveles de conglomerados que suelen predominar en estos niveles de menor porosidad-mayor Sw .

Conclusiones

La generación de modelos estáticos 3D conceptuales permiten y obligan a plasmar las ideas y modelos que se tienen

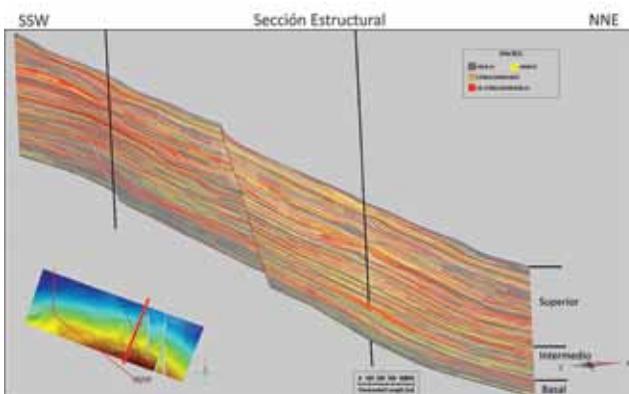


Figura 16. Corte estructural SSW-NNE que muestra el resultado de la simulación secuencial indicadora para las electrofacies.

sobre la distribución areal y vertical de un determinado reservorio. En este caso, resultó de gran utilidad para delimitar zonas de interés con distintos grados de incertidumbre en el desarrollo de los recursos de *gas tight* de la Fm. Los Molles en la concesión Centenario. Los volúmenes de GOIS, calculados de forma determinística para las dos regiones con mejores espesores saturados con gas, muestran una sensibilidad a los cutoffs distinta a la comúnmente desarrollada en la interpretación petrofísica; si bien un *cutoff* de Sw restrictivo permite estimular las mejores zonas productivas, los factores de recuperación son muy altos; pero si se utilizan valores más optimistas, mejoran los factores de recuperación (menores al 70%) pero aparecen nuevas zonas con *net-pay* con escasa a nula productividad.

En función de esta problemática, se observa que es necesario realizar un nuevo modelo con mayor detalle e integrando más cantidad de datos. En este contexto, la incor-

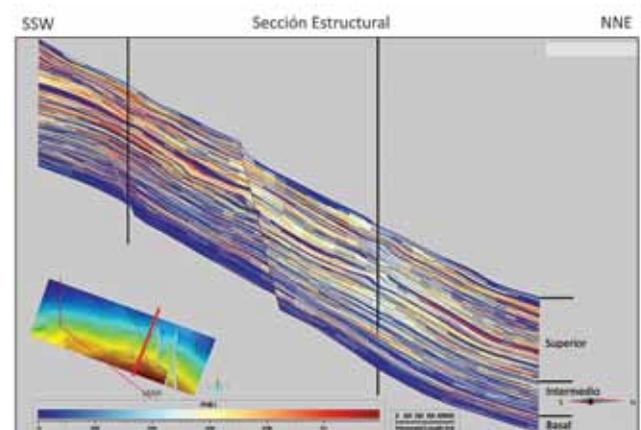


Figura 17. Corte estructural SSW-NNE mostrando el resultado de la simulación secuencial Gaussiana para la saturación de agua.

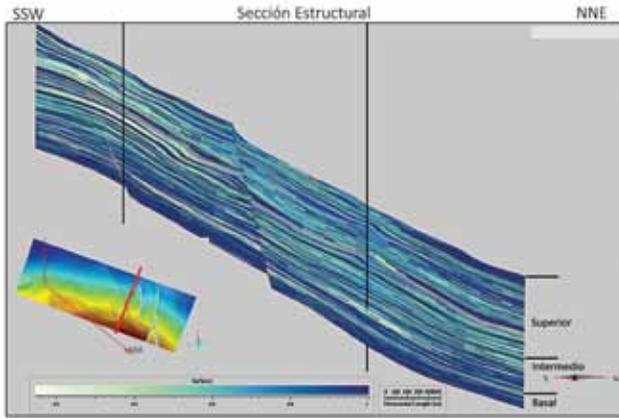


Figura 18. Corte estructural SSW-NNE mostrando el resultado de la simulación secuencial Gaussiana para la porosidad efectiva.

poración de atributos sísmicos, una mejor caracterización de Facies y ambiente depositacional, estimaciones de propiedades petrofísicas adicionales (por ejemplo, permeabilidad), entendimiento de los efectos diagenéticos sobre la red poral, entre otros, permitirán generar una reducción de las incertidumbres y mejorar la sensibilidad en los planes de desarrollo extensivos necesarios en estos reservorios *tight-gas*. ■

Bibliografía consultada

- Arregui, C., O. Carbone, R. Martínez, 2011. El Grupo Cuyo (Jurásico temprano-medio) en la Cuenca Neuquina. Relatorio del XVIII Congreso Geológico Argentino, 77-89. Neuquén.
- Maria, S., M. Rivero, 2014. Caracterización petrofísica del *Tight-gas* del Grupo Cuyo Inferior en el yacimiento Centenario, Cuenca Neuquina. IX Congreso de

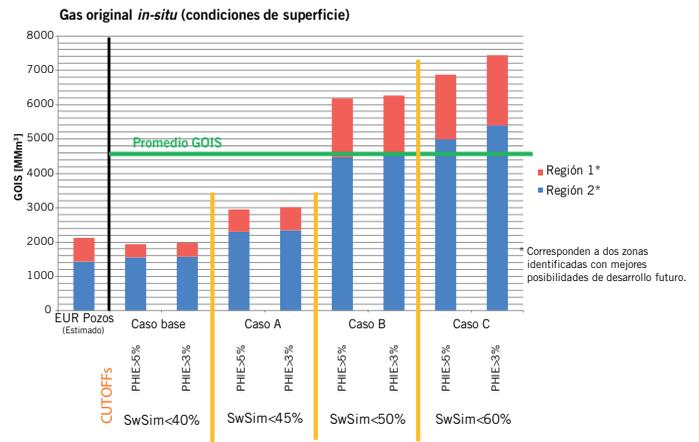


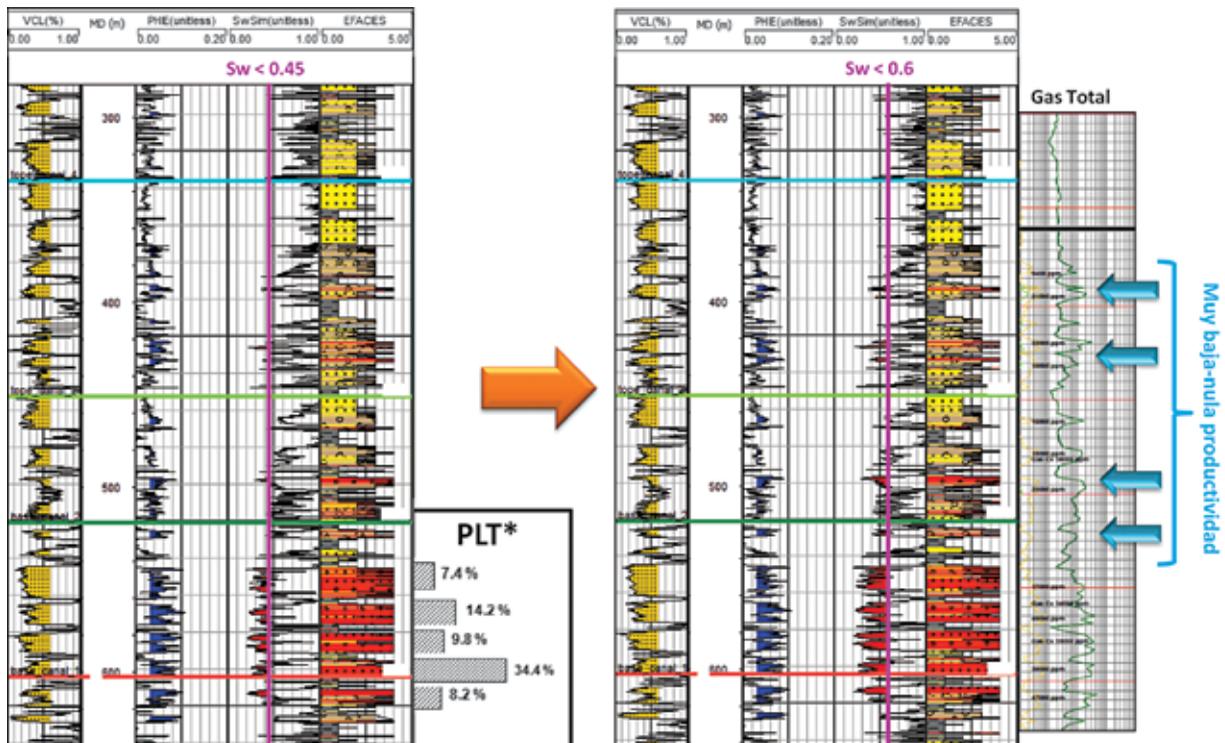
Figura 19. Resultado de cálculo de GOIS para 4 casos determinísticos, definidos mediante diferentes *cut-offs* de PHIE y Sw.

Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos; Simposio de Evaluación de Formaciones, IAPG. Mendoza, Argentina.

Pángaro, F., D. M. Pereira, E. Micucci, 2009. El sinrift de la Dorsal de Huincul, Cuenca Neuquina: evolución y control sobre la estratigrafía y estructura del área. *Revista de la Asociación Geológica Argentina*, 65 (2): 265-277.

Schiuma, M., G. Hinterwimmer, G. Vergani, 2002. Rocas reservorio de las cuencas productivas de la Argentina. V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG. Mar del Plata, Argentina.

Vergani, G. D, 2005. Control estructural de la sedimentación Jurásica (Grupo Cuyo) en la Dorsal de Huincul, Cuenca Neuquina, Argentina. Modelo de falla lístrica rampa-plano, invertida. *Boletín de Informaciones Petroleras*, 1: 32-44.



*Quintuco y Mb. Basal también productivos en este pozo

Figura 20. Comparación de espesores útiles saturados con gas modificando el *cut-off* de Sw para un mismo pozo.

Por *Marcelo Bombicini (PanAmerican Energy)*

Con el valor establecido de cuidar el ambiente de las áreas en donde opera, la empresa realizó un relevamiento ambiental en Golfo de San Jorge y en Neuquén, en un trabajo coordinado por el área de Ambiente, con el asesoramiento de la Facultad de Agronomía de la Universidad de Buenos Aires (UBA) y cuyos resultados, incorporados al SIG, han incrementado la calidad y la cantidad de información disponible.

Estudios de Líneas de Base Ambiental. Gestionar, conocer y cuidar el entorno

Con el fin de cuidar el ambiente asociado a las áreas en donde opera, dado que se trata de uno de sus principales valores corporativos, la empresa de hidrocarburos PanAmerican Energy entendió la crucial importancia del conocimiento del entorno donde desarrolla sus actividades. De esta manera, puede valorarlo y cuidarlo; y es en este entendimiento donde se apoyan muchos de los criterios de la gestión ambiental.

Un estudio de Línea de Base Ambiental (LBA) sirve como un punto de comparación a través del tiempo, ya que está orientado a obtener información sobre parámetros fundamentales que definen el estado del ambiente en un momento dado. A su vez, son desarrollados no solo como parte de evaluaciones ambientales tempranas para determinar opciones de locación de los proyectos, sino también para cumplir requerimientos y direccionar necesidades de manejo y control de las operaciones para el cuidado ambiental.

En este contexto se inscribe el relevamiento ambiental exhaustivo que PAE realizó en Golfo San Jorge y en Neuquén, que estuvo compuesto por estudios técnicos de los

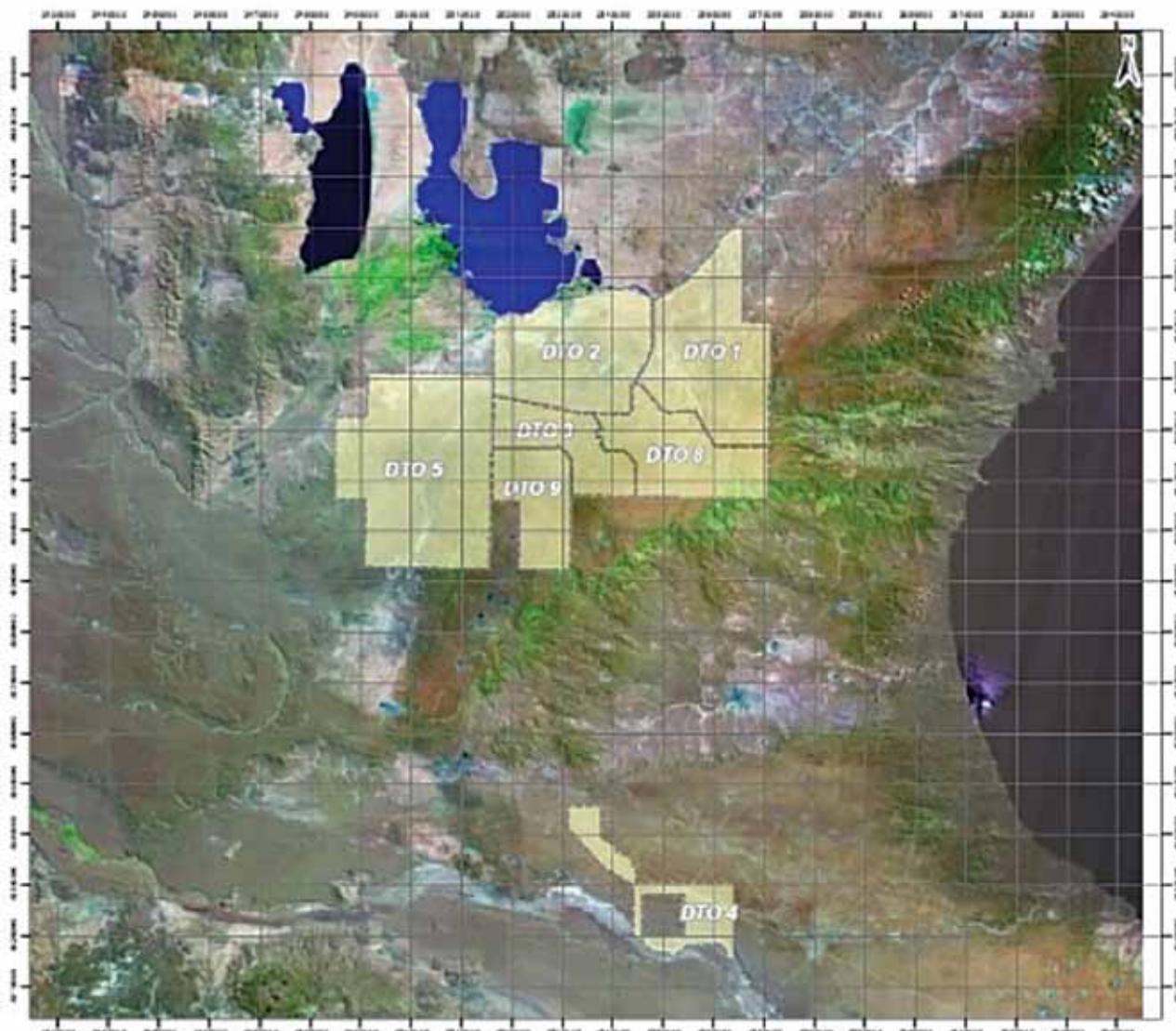
factores que componen el ambiente en donde interviene. El área de Ambiente coordinó los estudios, que fueron realizados por profesionales en cada eje temático y asesorados por la Facultad de Agronomía de la Universidad de Buenos Aires (UBA).

Un nuevo estudio exhaustivo

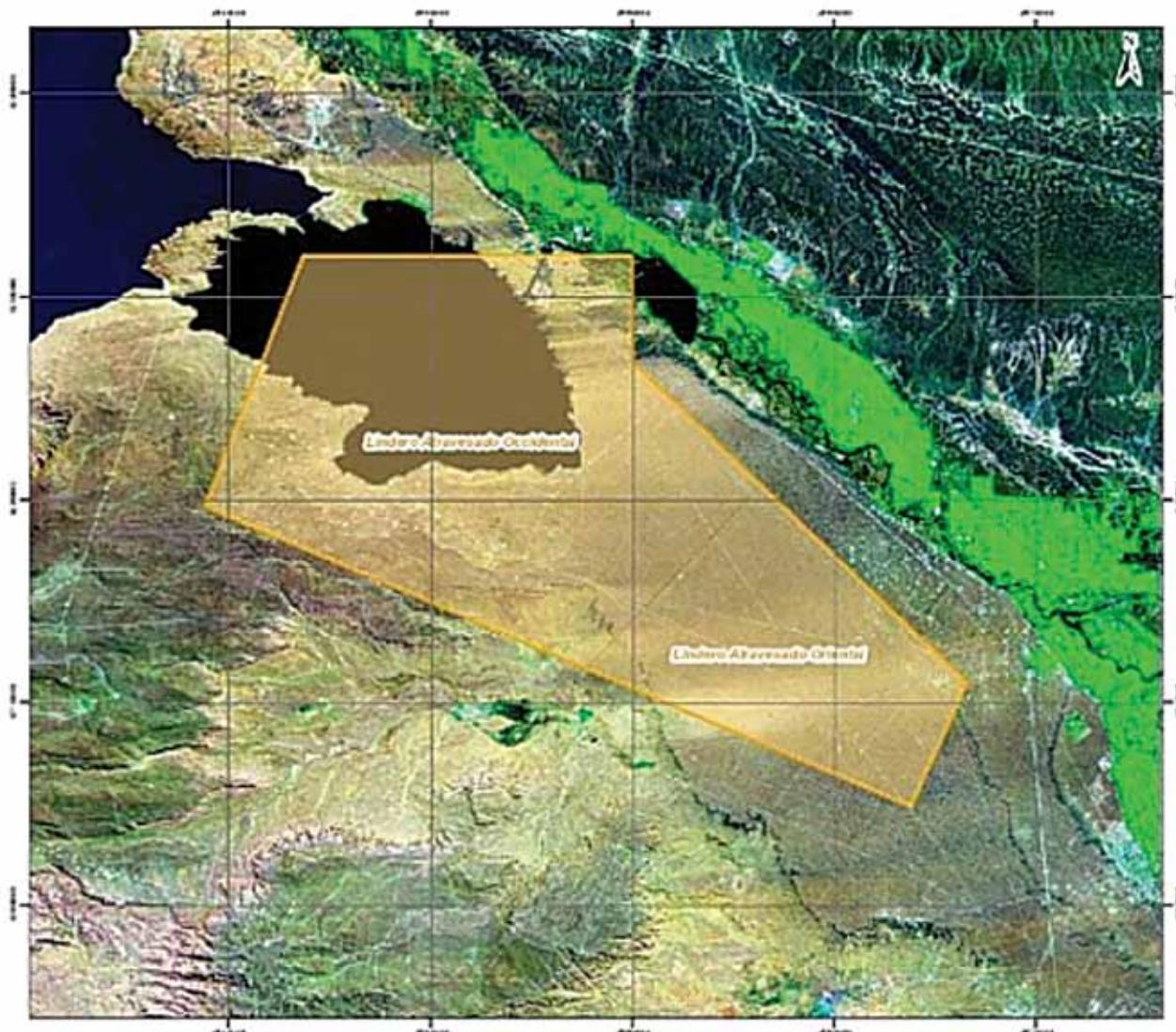
Los relevamientos realizados abarcaron las cuatro estaciones del año. En el caso de Neuquén, el trabajo comprendió las áreas de flora, fauna, edafología (suelos), geomorfología, geología, climatología, hidrogeología, hidrología superficial y aspectos sociales. En el caso de Golfo San Jorge, la iniciativa implicó áreas consideradas prioritarias: flora, fauna y edafología.

Los objetivos generales del proyecto fueron básicamente tres:

- mejorar la información ambiental existente,
- obtener planes de seguimiento y monitoreo de los recursos,



UG Golfo San Jorge, provincia de Chubut y Santa Cruz



UG Lindero Atravesado, provincial del Neuquén

- consolidar información confiable y de calidad para la toma de decisiones futuras.

Estos estudios se llevaron a cabo en las Unidades de Gestión Golfo San Jorge y Lindero Atravesado. La UG Golfo San Jorge está ubicada en las provincias de Chubut y Santa Cruz y abarca una superficie de 35.000 km². La UG Lindero Atravesado, en tanto, está ubicada en la Provincia del Neuquén y presenta una superficie de 500 km².

Las etapas para la elaboración del estudio de Línea de Base Ambiental (LBA)

El esquema metodológico para realizar el Estudio de Línea de Base Ambiental está compuesto por tres etapas de trabajo esenciales:

- Trabajo de gabinete inicial: comenzó por la investigación bibliográfica y relevamiento de la información disponible para cada una de las áreas por abordar. En base a esta información, el equipo profesional que realizó el estudio propuso una metodología de trabajo y definió el muestreo de campo (qué mirar o medir en el campo, dónde, cómo y cuándo).
- Trabajo de campo: ambos estudios tuvieron un fuerte soporte en campo, que incluyó numerosos viajes de campaña, durante los cuales se recorrieron casi 600 km, donde se realizaron diversas tareas: toma de fotografías, avistamiento de animales, colocación de 320 trampas de captura viva tipo Sherman, instalación de cien estaciones odoríferas para observación indirecta de fauna (detección de huellas), toma de muestras de suelos en 80 calicatas para determinación de parámetros físico-químicos en laboratorio y muestreo de 300 parcelas de vegetación para calcular diversos índices de biodiversidad, entre otras.
- Trabajo de gabinete final: una vez terminado el trabajo de campo, en el laboratorio se procesó el material y la información recopilada. Se analizaron las muestras de suelos, se determinaron las especies de flora y fauna detectadas, se calcularon los índices de biodiversidad y así se elaboraron los listados de especies, mapas de vegetación, mapas de suelo. Se elaboró un diagnóstico ambiental del área, una propuesta de monitoreo y una

actualización de bases de datos para modelado en el Sistema de Información Geográfica (SIG).

Cabe destacar que cada componente del diagnóstico climatología, geología, geomorfología, edafología, hidrología, flora, fauna, componentes socioeconómicos y culturales, y arqueología se abordaron, a su vez, con una metodología particular correspondiente aunque conservando una perspectiva integral.

Un trabajo minucioso con un equipo interdisciplinario

Para lograr el objetivo buscado, era estratégico contar con una institución que le permitiera a la empresa asegurar confiabilidad y calidad técnica de los datos obtenidos. Por ello, se firmó un convenio de colaboración con la Facultad de Agronomía de la UBA, más específicamente con el Laboratorio de Análisis Regional y Teledetección (LART). Ellos ayudaron a elaborar los términos de referencia, evaluar las propuestas técnicas, validar las tareas de campo y la revisión final de los datos obtenidos. Es preciso aclarar que el LART es la unidad académica dedicada a la generación de conocimiento original en el campo de las Ciencias Agropecuarias y Ambientales y se dedica especialmente a la evaluación y la utilización de los recursos naturales.

El trabajo se llevó adelante organizando equipos interdisciplinarios especiales para llevar a cabo los estudios en cada una de las unidades de gestión.

Los equipos estuvieron conformados por profesionales de amplia trayectoria y reconocimiento académico en cada especialidad. Participaron además integrantes de prestigiosas instituciones, como el Centro Nacional Patagónico, dependiente del Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (Conicet), y la Universidad del Comahue.

Para el relevamiento del Golfo de San Jorge, asistieron especialistas en invertebrados provenientes de Bariloche (Río Negro); expertos en aves de San Martín de los Andes (Neuquén); para el estudio de mamíferos convocamos a profesionales de Puerto Madryn (Chubut) y, para el área de vegetación, profesionales de la Universidad de Comodoro Rivadavia. En el área de suelos, se trabajó con un prestigioso conocedor de los suelos patagónicos: el ingeniero agrónomo Jorge Irisarri.

Antes de comenzar con el trabajo de campo, el equipo de la empresa pautó reuniones con los profesionales universitarios de la UBA y con los técnicos y analistas que realizarían los estudios, con el fin de intercambiar ideas sobre las propuestas metodológicas. A partir de este trabajo en conjunto se lograron definir y ajustar los detalles de la metodología, que se vio reflejado en el logro de un trabajo de muy alta calidad.

Por ejemplo, el relevamiento de suelos y de vegetación, en cuanto a extensión y densidad de datos, puede considerarse inédito para la Patagonia. Mapas institucionales existentes en la zona contaban con una escala cartográfica de 1:1.000.000, y ahora se ha mapeado en escala 1:100.000. Se pudo mejorar sustancialmente la información de base al superar la información existente. Incluso, en el caso del Golfo de San Jorge se hallaron especies de reptiles e invertebrados nuevos para la ciencia.



Edafología: la naturaleza del suelo

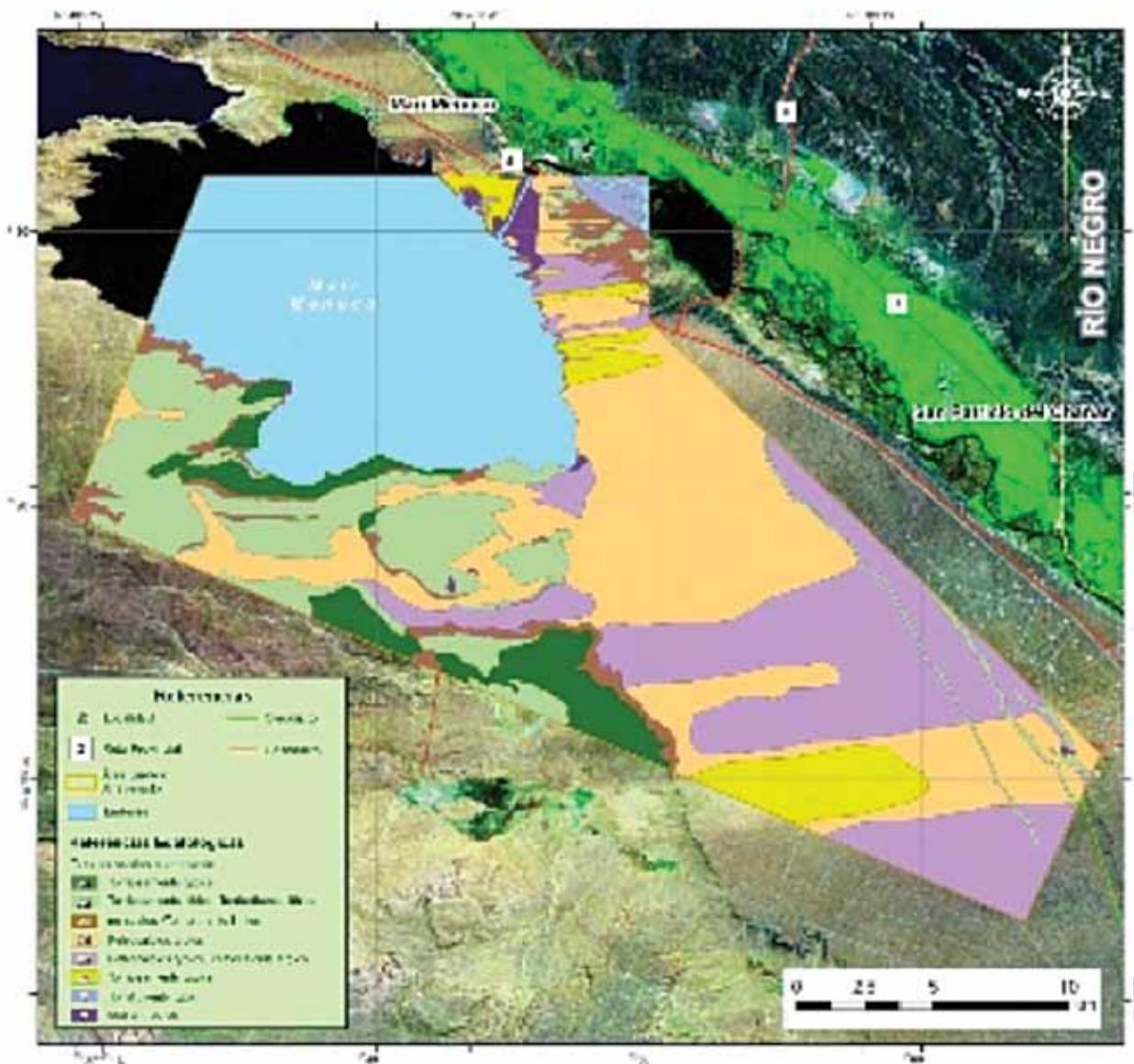
Los controles efectuados en las áreas superaron los 200, incluyendo calicatas profundas, barrenadas y observaciones directas. La selección de las calicatas se realizó en función de la representación de taxa de suelos de mayor difusión areal. Se tomaron también muestras para la determinación de parámetros con el fin de determinar las características físicoquímicas de los suelos.

En total, se realizaron 57 calicatas y 167 observaciones, que incluyeron 161 barrenadas; se identificaron seis afloramientos. El trabajo de campo y el procesamiento posterior de la información obtenida permitieron la definición de, al menos, ocho unidades cartográficas de suelo, definidas en función de las taxas de suelos dominantes, fases y geofomas.

Se determinó que los suelos identificados en el área poseen numerosas características y propiedades en común. En la mayoría de los casos presentan pH cercanos a la neutralidad, ligeramente alcalinos, propios de climas áridos a semiáridos. En cuanto al origen de los depósitos que, en su mayoría, han generado estos suelos, es aluvial.

La mayoría de los suelos muestran horizontes diagnósticos, los que se hallan desarrollados en superficies más





Mapa de suelos Área Lindero Atravesado

estables, y por ende más antiguas, presentan horizontes B Cámbico, restos de Argílico, petrocálcico y horizontes cálcicos.

Los procesos pedogenéticos han sido exigüos en esta zona. El clima árido y la cantidad y calidad de la cobertura vegetal han sido insuficientes para permitir la formación de horizontes diagnósticos superficiales (salvo el epipedón Ócrico).

Según pudo comprobarse, los suelos son de baja agregación, en ocasiones masivos y muy abundante en el horizonte superficial el grano suelo. Prevalecen arealmente las texturas gruesas (arenosas, areno-franca y franco-arenosas) con vastos sectores del área estudiada caracterizados por suelos con abundantes fragmentos gruesos (pavimento de desierto). La mayoría de los suelos son blandos a ligeramente duros en seco y friables en estado húmedo; su consistencia en mojado (adhesividad y plasticidad) no es extrema dado el predominio de texturas gruesas y medias.

Es muy frecuente la presencia de carbonato de calcio acumulado en los horizontes subsuperficiales, en forma cementada, con tenores elevados, a menudo entre un 25% y un 40%.

Flora y Fauna

En el área de estudio se registraron un total de 74 especies vegetales pertenecientes a 25 familias. Del total de especies determinadas, 3 son exóticas. Además, 21 especies corresponden a endemismos de la Argentina (el 28%), de las cuales cinco son endémicas del monte y otras tres solo se encuentran en la Provincia del Neuquén.

Estas últimas tienen muy baja presencia, solo en algunas asociaciones de jarillal. Se reconocieron ocho asociaciones de vegetación, para las cuales se calcularon índices de diversidad y abundancia y se realizó un análisis de similitud entre asociaciones.

Se constató que el área es bastante homogénea en cuanto a su vegetación, por lo que las asociaciones identificadas no difieren demasiado en cuanto a los índices calculados.

Los registros de presencia de aves, reptiles, mamíferos y anfibios fueron superiores en la estación de verano respecto a la primavera, situación atribuible, en una primera aproximación, a los estadios reproductivos relacionados directamente con el rebrote en primavera y la fructifica-

ción en verano de las especies de flora presentes en los distintos sitios.

De acuerdo con los datos registrados de vegetación, se observa un aumento en los estadios juveniles de las distintas especies para los diferentes grupos faunísticos, como consecuencia de una mayor disponibilidad de recursos, correlacionado a las precipitaciones extraordinarias registradas tanto en primavera como en verano en el área de estudio.

En cuanto a las especies de interés para la conservación, varias están incluidos en la Lista Roja de mamíferos amenazados de la República Argentina, con categoría de "vulnerable" (Pol *et al.*, 2005). En particular, los gatos silvestres figuran en los Apéndices I y II de Cites. La mara (*Dolichotis patagonum*) tiene categoría de "casi amenazada" según UICN. El zorro gris (*Pseudalopex griseus*) figura también en el Apéndice II de Cites. Muchas de esas especies fueron avistadas en las transectas, según los listados en planilla, y otras están muy probablemente en el área en estudio.

Se registraron, asimismo, siete especies de aves en categoría de Apéndice II de Cites y varias otras vulnerables. La mayoría son especies geográficamente aisladas y, por

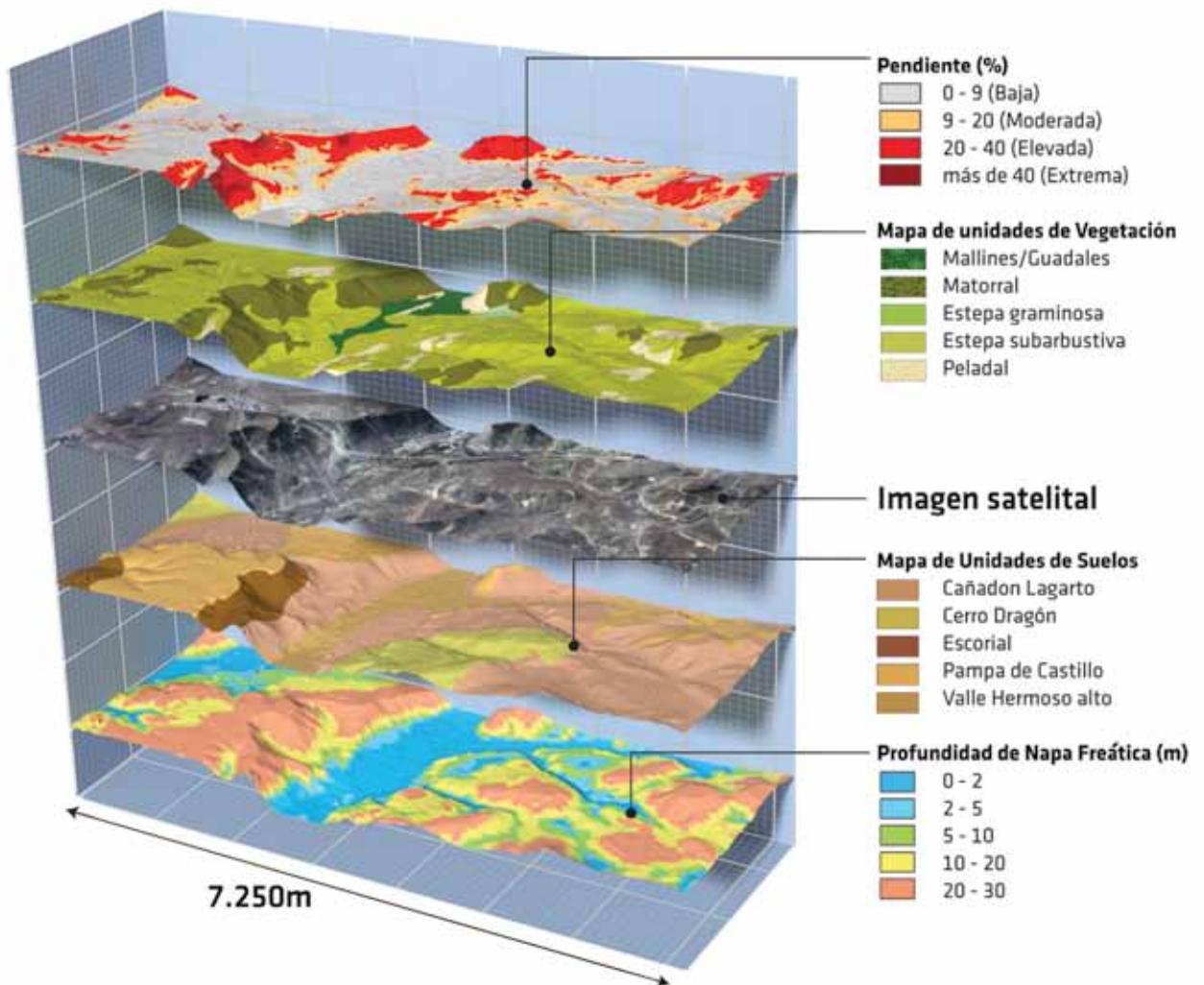
lo tanto, sujetas a riesgos que ponen en peligro su supervivencia.

De acuerdo con los listados internacionales (IUCN, 2012) y las recientes categorizaciones para anfibios y reptiles (Vaira *et al.*, 2012; Abdala *et al.*, 2012, respectivamente) se destaca *Liolaemus gununakuna* como una especie insuficientemente conocida en el nivel nacional y no evaluada según UICN, 2012. Según Scolaro (2006) es un endemismo de la Provincia del Neuquén. Mientras que no se registraron anfibios con algún nivel de amenaza.

La incorporación de los datos al SIG

La información relevada fue incorporada al sistema de información geográfico corporativo SIGPAE para que esté disponible a la hora de planificar cualquier tipo de obra, lo cual es estratégico y central para las actividades de PAE.

El esquema de cuidado del ambiente con el que se trabaja en PAE implica que, por ejemplo, no se afectará un mallín para desarrollar una instalación. Entonces, frente a un nuevo proyecto se definen las coordenadas de ubicación de la instalación y el SIG arroja toda la información ambiental relevada en el estudio de LBA sobre ese punto.



Mapa de suelos Área Lindero Atravesado

El rápido acceso a la información permite analizar alternativas que sean viables ambientalmente sin comprometer las necesidades de operación antes de avanzar con el proceso del estudio de impacto ambiental, que es largo y finalmente llegaría a conclusiones similares. Para el área de Ambiente esto es muy efectivo y, la compañía en su conjunto, es decir, todas las áreas, tienen acceso a esta misma información de forma dinámica, inmediata y actualizada.

Si bien antes de realizar estos estudios de LBA ya se contaba con información ambiental cargada en el SIG, los nuevos relevamientos de base subieron el nivel de calidad y cantidad de datos, lo que mejora el punto de partida con el que luego se realizan los estudios de impacto: la ley exige que para todas las obras se haga un evaluación de impacto ambiental. PAE define en primer lugar su ubicación basándose en la información que arroja el SIG y luego se hace el estudio de impacto que se presenta a la autoridad que brinda la habilitación para realizar la obra.

A partir de los elementos y la información obtenidos con el esfuerzo del relevamiento de campo y tareas de gabinete durante el proceso de elaboración del estudio de línea de base del área se obtuvo, en primer lugar, una cartografía de detalle 1:100.000: Mapa de Geología, Mapa de Geomorfología, Mapa de Unidades taxonómicas de Suelos, Mapa de Calidad de Suelos, Mapa de Aptitud y Usos del Suelo, Mapa de Unidades de Vegetación, Mapa de Endemismos de especies vegetales y Mapa de Degradación de la tierra.

En segundo lugar, se logró una identificación y una clasificación de especies de flora y de fauna.

Y en tercer lugar, se consiguieron parámetros de información primaria que describen el estado actual del área: índices de diversidad, riqueza y abundancia de especies vegetales y animales.

Un aporte a la comunidad

Los resultados de los estudios de LBA fueron presentados a las autoridades ambientales en sus respectivas provincias (Neuquén, Chubut y Santa Cruz). También se difundió esta información a los contratistas que elaboran los estudios ambientales, con el objetivo de elevar la cali-

dad técnica de los futuros trabajos. Asimismo, se realizaron capacitaciones a personal propio, contratistas ambientales y técnicos de las autoridades, con el fin de difundir y compartir los datos de aplicación ambiental obtenidos.

Un estudio de calidad ofrece aportes valiosos y diversos

Esta experiencia dejó un conjunto enorme de valiosos aportes, entre los cuales se destacan:

1. Ordenamiento territorial: a mayor conocimiento del ambiente, la identificación de los sitios críticos se vuelve eficiente y brinda un criterio para planificar la operación.
2. Base para los estudios de impacto ambiental: los estudios actualmente se construyen desde la información relevada y así crecen en calidad.
3. Aporte a la ciencia: esta actualización de relevamientos ambientales, mejora la calidad técnica y académica de la información disponible sobre las zonas abarcadas.
4. Monitoreo del ambiente: los estudios permitieron identificar variables de monitoreo que se volverán a medir periódicamente para comprender el vínculo entre el ambiente y la operación. En el caso de la fauna, se definieron algunas especies indicadoras; para la flora, se ubicaron transectas de vegetación que serán reevaluadas periódicamente. Ambos parámetros servirán como "semáforos ambientales". ■

Marcelo Bombicini es Gerente de Ambiente de Pan American Energy.

Foro de la Industria del Petróleo y del Gas

La mejor opción para sus consultas técnicas

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

www.foroiapg.org.ar



PRESIDENCY OF THE
REPUBLIC OF TURKEY

Under the auspices of



2017

istanbul

22nd WORLD
PETROLEUM
CONGRESS

09 - 13 July 2017

REGISTRATION NOW OPEN

BOOK YOUR PLACE TODAY & JOIN

500
CEOs

5,000
delegates

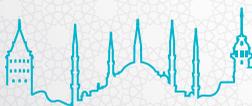
20,000
participants

40,000 m²
of space



650
expert
speakers

50
ministers



BRIDGES to our **ENERGY Future**

www.22wpc.com

[f](#) [t](#) [in](#) [@](#)
22WPC2017

HOST
COUNTRY
SPONSOR



**TURKISH
PETROLEUM**



¿Se viene un cambio sustancial en la matriz energética Argentina?

Por *Vicente Serra*

Un repaso por el combinado energético del país y los distintos escenarios que se agregan.

La energía, un concepto abstracto

Podemos definir la energía como una entidad que reemplaza y multiplica el trabajo físico que pueden hacer las personas para lograr un objetivo. Existen distintas formas de energía que se relacionan entre sí: electro-magnética, térmica, mecánica y gravitatoria.

Para hacer uso de las distintas formas de energía se requieren materias primas denominadas fuentes. Estas

fuentes de energía existen en la naturaleza y se dividen en aquellas capaz de renovarse y en aquellas que no, dentro de un espacio temporal donde los cambios del cosmos no son perceptibles y permiten mantener las condiciones para la vida humana.

La mayoría de los especialistas, en especial los ambientalistas, analizan las energías renovables desde el punto de vista de la gratuidad de la fuente disponible (como el aire que respiramos). Sin embargo, no tienen en cuenta que, para hacer uso de ellas, debemos fabricar elementos que permitan transformarlas.

Las divergencias

En la literatura existen diferentes percepciones matizadas con el sesgo que distintos autores hacen en sus análisis. La ecuación que analizaremos es toda la cadena de valor incluido el costo de fabricación de los elementos de transformación, los de implantación, los de remediación e impacto económico.

En la visión de la Universidad de Las Palmas, Islas Canarias, las energías hidráulica y eólica producen alteraciones en los ecosistemas, las mismas consideraciones caben para la energía mareomotriz y la energía de las olas del mar. La energía de biomasa genera más residuos que los combustibles clásicos. Las placas solares generan un impacto ambiental durante su proceso de construcción mayor que el de otras fuentes y, una vez finalizado el período de funcionamiento (25-30 años) se convierten en un residuo peligroso. La energía geotérmica por los contenidos sulfurados de algunas de sus fuentes es considerada contaminante.

Plan Renovar

El Gobierno nacional, en sintonía con lo que acontece en otras partes del mundo en desarrollo, apuesta a sustituir una parte de la energía producida con combustibles fósiles con energía renovable y de esa manera bajar la dependencia de la energía producida con hidrocarburos importados. Contra todos los pronósticos conservadores, la licitación impulsada con el liderazgo de Sebastian Kind desde

la Secretaría de Energía ha tenido un éxito rotundo e incuestionable, tanto de las cantidades ofrecidas como de los precios obtenidos. Cabe diferenciar este llamado, del efectuado en el marco del GENREN por ENARSA y el de la Secretaría de Energía Eléctrica de Generación Térmica con compromiso de disponibilidad del MEM efectuada en el año en curso.

En primer lugar, los resultados, y en especial el económico, han sido la consecuencia de un proceso que comenzó con un pliego en consulta, las respuestas a las consultas y la confección de un pliego consistente, explícito que despejaron cualquier atisbo de riesgo regulatorio e incertidumbre de cambios de reglas de juego, al punto que se cuenta con el beneplácito del BM para fondear el fideicomiso de garantía. Sin lugar a duda, ha sido la contracara de los pliegos efectuados por imposición, con inflexibilidades, de no atender razones para disminuir riesgos de incertidumbre y asumiendo que por el solo hecho de ser la Argentina, es motivo suficiente y un privilegio que los inversionistas se deben agradecer que se los haya convocado.

Los incentivos y la mitigación de riesgos del plan han funcionado correctamente, y se han obtenido precios inferiores a licitaciones similares en otras partes del mundo en los últimos cinco años, período del que no podrá decirse que existen cuasi rentas enmascaradas. Esta es otra diferencia más respecto de los concursos de generación tradicional cuyos valores han sido superiores a las mismas ofertas efectuadas en otras partes del continente para compensar riesgos e incertidumbres en un país que necesita la energía para desarrollarse ¹.

La paradoja

Las energías renovables necesitan gastar energía para ser producidas, y parte de esta energía proviene de centrales nucleares de uranio y de combustibles fósiles, es decir, no se encuentran donde se consume. Un análisis de los costos de generación, informados en los organismos encargados de cada país, indica que el precio por unidad de energía es más caro si es renovable que si es de origen fósil o nuclear. La energía renovable más competitiva es la hidráulica, pero esta

energía no es infinita, tiene un potencial acotado.

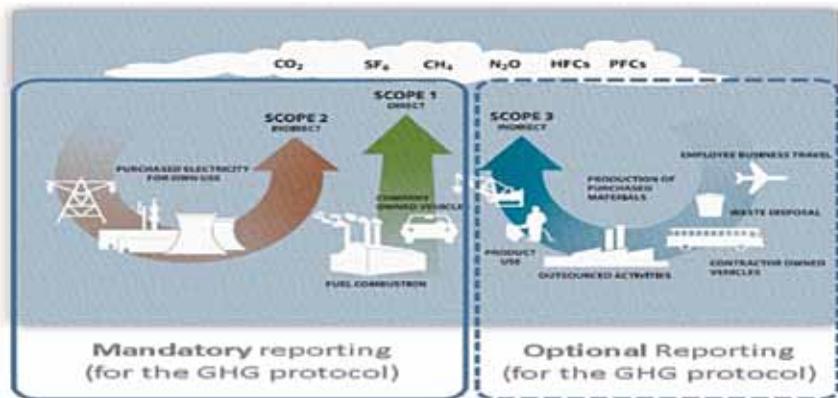
Las fuentes de energía renovable solar, eólica y mareomotriz proporcionan una energía relativamente baja y requiere de grandes superficies. Como son aleatorias, su generación no es previsible y rara vez coincide con la demanda, por lo tanto no se puede prescindir de la energía tradicional.



La huella del carbono

La producción de petróleo durante la extracción inicial genera una huella de carbono de 2,7 kg de CO₂ por cada litro de gasolina. En la fase de extracción con inyección de vapor, la huella aumenta un 20%. El etanol obtenido del maíz produce también 2,7 kg CO₂/litro, mientras que el biodiésel de soja produce la mitad. Cuando se fabrica una central de energía solar fotovoltaica se produce una huella de 34,3 g CO₂ por cada kWh. La construcción de una central térmica de combustible fósil tiene una huella 3 veces menor. La diferencia es que mientras que la energía solar entrega electricidad directa y no produce CO₂ adicional, la central térmica produce más CO₂ al quemar el combustible. Si se usa gas natural se producen 436 g/kWh y, con carbón, 915 g/kWh.

La energía solar produce CO₂ cuando se fabrican los equipos, pero luego se puede usar sin cargo de conciencia. El concepto de la huella del carbono abarca todo el ciclo del proceso de construcción, uso, goce y disposición final al fin de la vida útil. Desde lo ambiental, la comparación se realiza considerando el tiempo necesario para compensar las emisiones de CO₂ producidas durante la fabricación de los equipos y que son ahorradas durante el uso. Por ejemplo, en la



- La huella de carbono que se le asigna a los subproductos agrícolas o industriales, que se emplean como fuente de biomasa, como los subproductos agrícolas y los restos de madera.
- La cosecha de los productos agrícolas y la explotación forestal.
- El secado y el transporte de la biomasa.

La huella de carbono de la electricidad generada a partir de biomasa también depende del tipo de biomasa y de la forma en que se realiza la combustión. La biomasa de baja densidad tiene unas emisiones de GEI más altas a largo de su ciclo de vida, por lo que su huella de carbono es del orden de 93 g CO₂ eq/kWh; mientras que la gasificación de astillas de madera de alta densidad tiene una huella de carbono en torno a 25 g CO₂ eq/kWh.

La generación de electricidad mediante paneles solares fotovoltaicos no produce gases de efecto invernadero directamente. La huella de carbono de un panel solar fotovoltaico es de unos 72 g CO₂ eq/kWh.

Las emisiones están asociadas al ciclo de vida de los paneles, como a la fabricación y el transporte de los mismos. Los principales componentes de los paneles solares fotovoltaicos están hechos de silicio cristalino y la fabricación de estos componentes es un proceso de alto consumo energético que representa un alto porcentaje del total de energía utilizada para hacer los paneles solares. La huella exacta de carbono de cualquier panel solar en particular, depende de muchos factores, incluyendo el origen de los materiales, la distancia que tienen que ser transportados y la fuente de

fabricación del equipo solar térmico se genera una cantidad de CO₂ equivalente a 1,5 años de trabajo de un termostato a gas natural.²

Existen numerosas metodologías utilizadas para calcular la huella de carbono, el cálculo exacto de la huella de carbono, que incluye tanto las emisiones directas como las indirectas. Un método aceptado universalmente para el cálculo de la huella de carbono es la norma ISO 14064 y el protocolo normalizado para la notificación de los GHG/GEI (gases de efecto invernadero) por las empresas (Protocolo GHG) proporcionan amplia información al respecto.

La mayor parte de estas actividades están relacionadas con la utilización de energía³. Un ejemplo es la declaración ambiental de producto que Siemens ha hecho sobre los generadores eólicos. La huella de carbono de un parque eólico para la empresa es la siguiente⁴:

Parques eólicos terrestres:

- 5 g CO₂ e/kWh, en el molino SWT-2.3-108
- 4 g CO₂ e /kWh, en el molino SWT-3.2-113

Parques eólicos marinos:

- 10 g CO₂ e /kWh, en el molino SWT-4.0-130
- 7 g CO₂ e /kWh, en el molino SWT-6.0-154

En cuanto a la huella de carbono de la electricidad generada a partir de biomasa de baja densidad es del orden de 93 g CO₂ eq/kWh; mientras que la gasificación de astillas de madera de alta densidad es en torno a 25 g CO₂ eq/kWh⁵.

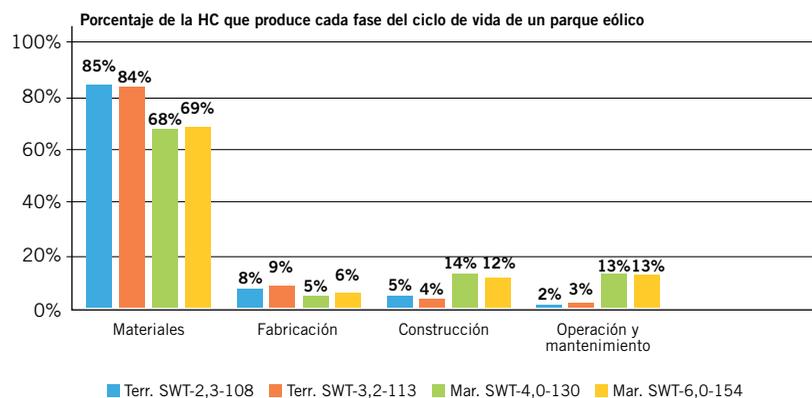
La HC (huella del carbono) de una central de carbón convencional, suele

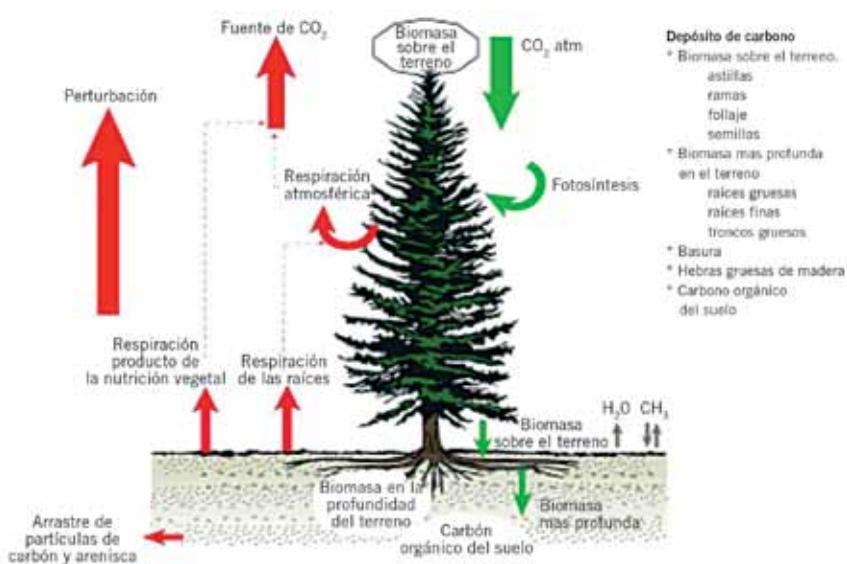
ser superior a 1.000 g CO₂ eq/kWh y la HC de una central de gas natural del orden de 500 g CO₂ eq/kWh. En las energías renovables la mayor HC corresponde a la extracción y el procesamiento de los materiales necesarios para la fabricación.

En resumen, la huella de carbono de un kWh producido en un parque eólico es entre 5 y 10 veces menor que la electricidad producida a partir de biomasa y unas 50 a 100 veces menor que en una central de gas natural; y entre 100 y 200 veces menor que en una central de carbón convencional⁶.

La generación de electricidad en centrales de biomasa se considera generalmente como “carbono neutral”, debido a que el CO₂ liberado en la combustión es equivalente al CO₂ absorbido por las plantas durante su crecimiento. Sin embargo, hay otros consumos de materia y energía, a lo largo de su ciclo de vida, que hacen que realmente no sea “carbono neutral”; por ejemplo, las emisiones procedentes de:

- La producción de los fertilizantes empleados en los cultivos energéticos.





energía utilizada por las plantas de fabricación.

Básicamente las emisiones de gases de efecto invernadero de los distintos procesos asociados a la fabricación de paneles solares fotovoltaicos son las siguientes:

- Producción de células 78%
- Consumo de electricidad 13,8%
- Otros 8,2%

Si además de la emisión producida por el propio proceso de fabricación, se contempla la emisión producida por el transporte de materias primas, los residuos y su tratamiento, el resultado es el siguiente:

Repago de la inversión

Desde el aspecto económico, la influencia de las energías renovables es dependiente de las tarifas de la energía. Su beneficio para el usuario es en base a cuánta electricidad se deja de consumir y deja de contribuir a la prestadora del servicio. Por ejemplo, un equipo de energía solar fotovoltaica en Alemania se amortiza en algo menos de 7 años pero en países con mayor irradiación solar se encuentra entre 6 y 16 meses. El problema básico es que hay que afrontar una inversión inicial elevada, que muchas veces solo es posible con la asistencia de subsidios o créditos blandos para ello.

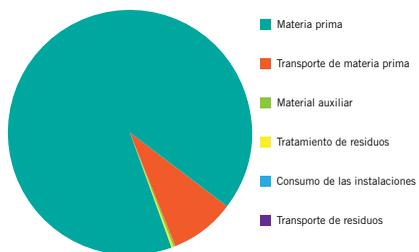
TRE (Tasa de Retorno Energético)

Se define como la relación entre la cantidad de unidades de energía producidas por cada unidad invertida.

La TRE del petróleo ha bajado desde 1970 de 20-40 y en 2005 de 10-15. En otras palabras, la TRE del petróleo es decreciente (por ser un recurso no renovable) y lo es aún más con las técnicas no convencionales que presentan valores de 5-10. El agotamiento del petróleo no se producirá cuando las reservas lleguen a cero, sino cuando el costo energético de la extracción sea igual al contenido energético de dichas reservas.

La TRE de la energía eólica se calcula como la energía eléctrica generada en toda la vida útil de una tur-

Concepto	Repercusión
Materia prima	91 %
Transporte de materia prima	8,7 %
Material auxiliar en línea de fabricación	0,02 %
Tratamiento residuos	0,22 %
Consumo de instalaciones	0,05 %
Transporte de residuos	0,01 %



bina eólica, dividida por la suma de las energías requeridas para construir la máquina. Así calculada, la TRE de la energía eólica varía de 5 a 80, con una media de unas 20 veces. El rango de dispersión es natural debido a la dependencia geográfica donde se instala. La generación de energía desde el etanol y otros derivados, producido desde cultivos agrícolas, como el maíz, tiene una TRE cercana a la unidad. Investigaciones recientes indican que potencialmente puede alcanzar una TRE de 5. El inconveniente es que la producción de materia prima destinada a los biocombustibles compete con la alimentación. Como la agricultura es la principal causa de la deforestación, la huella de carbono también debería incorporarse. En suma, actualmente el petróleo está sin un costo de fabricación y listo para ser usado.

El reciclaje del CO₂

Actualmente, se está tratando de estudiar un catalizador, formado por carbono, nitrógeno y cobre. Durante el proceso se usa muy poca energía para revertir el paso de la combustión, al tiempo que se consigue combustible. En efecto cuando se le aplica al catalizador una corriente de 1,2 voltios obtenemos una mezcla de agua y dióxido de carbono que se traduce en etanol en un 63%⁶.

Así como se consigue este resultado, es sabido que el gas natural con alto contenido de CO₂ es utilizado para la obtención de metanol. *Carbon Engineering*, una startup canadiense, ha diseñado una alternativa sostenible. Unos ventiladores gigantes capturan el CO₂ del aire para finalmente convertirlo en carburante, este proceso lo logran extrayéndolo del aire con un líquido que absorbe el carbón, al tiempo que recolecta alrededor del 80% del CO₂ para convertirlo en una especie de sal, y así mantenerlo capturado bajo tierra, y luego fabricar lo que denominan "crudo bajo en carbono". Bill Gates se ha interesado en esta idea, sorprendido por su rendimiento. De hecho, es capaz de producir unos 10.000 barriles de combustible en un año. Asimismo, absorbe alrededor de 100 k de CO₂ cada 24 h.

Emisión de contaminantes en la generación eléctrica	en Tn/GWh						
	CO ₂	NO ₂	SO ₂	TSP	CO	HC	UN
Carbón	1058	2,896	2,971	1,626	0,267	0,102	NA
Gas oil	970	0,151	1,65	5,4	TR	0,025	NA
Gas natural	824	0,251	0,336	1,176	TR	TR	NA
Nuclear	8,6	0,034	0,029	0,003	0,018	0,001	3,614
Fotovoltaica	5,9	0,008	0,023	0,017	0,003	0,002	NA
Biomasa	25	0,614	0,154	0,512	11,361	0,768	NA
Geotermica	56,8	TR	TR	TR	TR	TR	NA
Eólica	7,4	TR	TR	TR	TR	TR	NA
Solar térmica	3,5	TR	TR	TR	TR	TR	NA
Hidráulica	6,6	TR	TR	TR	TR	TR	NA

CO₂: dióxido de carbono
 NO₂: óxido nitroso
 SO₂: dióxido de azufre
 TSP: abreviaturas de: total de partículas suspendidas totales.

CO: monóxido de carbono
 HC: hidrocarburos
 UN: residuos radiactivo
 TR: trazas de elementos diversos

El hidrógeno, la fuente oculta

El hidrógeno gaseoso es un combustible en extremo atractivo que podría utilizarse en vez de la energía nuclear, del petróleo y otros combustibles fósiles.

Cuando se quema hidrógeno, este elemento se combina con el oxígeno del aire y produce vapor de agua que es inocuo. El hidrógeno gaseoso se obtiene por el paso de corriente eléctrica a través de agua, puede colectarse y almacenarse en tanques sustituyendo a los combustibles fósiles. La ex Unión Soviética hizo volar un jet comercial aprovisionado parcialmente con hidrógeno. El costo de producción es de

casi 1,40 dólares para el equivalente energético de 3,8 l de gasolina, dato destacado en el publicación *S. Ciencia Ambiental*, Enger Eldon, Mc Graw Hill, libro de cátedra de la UBA. Si al precio actual del combustible líquido se le incluyen los costos por contaminación y daños a la salud, el hidrógeno resultará más económico.

El problema principal es que la producción requiere de más energía de la que se obtiene cuando se lo combustiona. Una combinación de energías renovables, asociados materiales superconductores (sin pérdidas de transporte), permitirían obtener el gas hidrógeno de manera casi perfecta. Las ventajas principales del uso del

hidrógeno es su ausencia de emisiones contaminantes. El hidrógeno no es una energía primaria. Como sustituto puede competir con la electricidad por su fácil almacenamiento. En el transporte solamente puede competir con los hidrocarburos en cuanto a la no emisión de gases de efecto invernadero.

Para producir hidrógeno hay que utilizar una fuente de energía primaria u otra forma de energía derivada, como la electricidad en gran escala, también se emplea el gas natural, el petróleo y el carbón vía gasificación. En el futuro, su obtención vendrá de la energía nuclear de fusión, sobre todo por consideraciones ambientales.

La producción industrial, ahora ya sustancial, constituirá un obstáculo solamente si el crecimiento de la demanda es alto y continuado.

El almacenamiento del hidrógeno gas no presenta dificultades pero requiere un gran desarrollo en su aplicación a la automoción en forma líquida.

La distribución para transportes terrestres depende del establecimiento de una red adecuada, lo que requiere evidentemente un aumento notable del número de vehículos y debe comenzar por las flotas de camiones y autobuses de recorridos fijos.

El empleo de las pilas de combustible, que tienen un rendimiento energético mucho más elevado que la



Ofertas adjudicadas por tecnología, con celebración de contratos de abastecimiento de energía eléctrica renovable, en los términos establecidos en la resolución MEYN N°136E/2016

Oferta	Oferente	Nombre	Provincia	Localidad	Precio ofertado (U\$S/MWh)	Potencia ofertada (MW)	Potencia asignada (MW)
BG-06	Global Green	C.T. Biogás Ricardone	Santa Fe	Ricardone	118,00	1,2	1,2

Oferta	Oferente	Nombre	Provincia	Localidad	Precio ofertado (U\$S/MWh)	Potencia ofertada (MW)	Potencia asignada (MW)
EOL-14	ENVISION ENERGY 1	P.E. García del Río	Buenos Aires	Bahía Blanca	49,81	10	10
EOL-17	ENVISION ENERGY 2	P.E. Vientos del Secano	Buenos Aires	Buratovich	49,08	50	50
EOL-06	GENNEIA I	P. E. Villalonga	Buenos Aires	Villalonga	54,96	50	50
EOL-16	ENVISION ENERGY 2	P. E. Los Meandros	Neuquén	Confluencia	53,88	75	75
EOL-15	ENVISION ENERGY 2	P. E. Cerro Alto	Río Negro	Pilcaniyeu	56,98	50	50
EOL-44	C. T. Loma de La Lata	P. E. Conti	Buenos Aires	Bahía Blanca	58,00	100	100
EOL-22	3 GAL S.A.	P. E. Garayalde	Chubut	Garayalde	59,00	24,15	24,15
EOL-35	CP Renovables	P.E. La Castellana	Buenos Aires	Villarino	61,50	99	99
EOL-33	ENAT S.A.	P. E. Kosten	Chubut	Pampa del Castillo	59,41	24	24
EOL-05	EREN	P. E. Vientos Los Hércules	Santa Cruz	Las Heras	62,88	97,20	97,20
EOL-08	GENNEIA I	P. E. Chubut Norte	Chubut	Puerto Madryn	66,00	49,875	28,35 (*)
EOL-46	ARAUCO S.A.P.E.M.	P. E. Arauco II (Etapa 1 y 2)	La Rioja	Arauco	67,19	99,75	99,75

(*) Esta oferta se preadjudica de manera parcial para no superar el límite establecido en el Anexo 3. La potencia a adjudicar se ajustará considerando el módulo de los aerogeneradores, sin que se supere la potencia asignada.

Oferta	Oferente	Nombre	Provincia	Localidad	Precio ofertado (U\$S/MWh)	Potencia ofertada (MW)	Potencia asignada (MW)
SFV-38	JEMSE SE	P. S. Cauchari 1	Jujuy	Cauchari	60,00	100	100
SFV-39	JEMSE SE	P. S. Cauchari 2	Jujuy	Cauchari	60,00	100	100
SFV-40	JEMSE SE	P. S. Cauchari 3	Jujuy	Cauchari	60,00	100	100
SFV-13	FIELDFARE	P. S. La Puna	Salta	San Antonio de los Cobres	58,98	100	100

combustión, es una forma de atenuar las pérdidas en la transformación térmica del hidrógeno, pero requieren todavía considerable experiencia industrial para aumentar su duración y rendimiento y reducir sus costes de inversión y operación.

Conclusión

En Europa, fuertemente dependiente de la energía proveniente de otros continentes, con o sin créditos fiscales, los ciudadanos han adoptado medidas para mejorar la eficiencia energética y ahorrar dinero. Los regímenes en España, Francia y Alemania permiten vender los excedentes de energía producida por los propietarios de las viviendas a la compañía de electricidad.

La nueva tendencia es la vivienda con energía solar con calefacción y enfriamiento pasivos, donde al mismo tiempo se las diseñan súpertermoaisladas. Los datos de la Agencia de Energía de Estados Unidos (EIA) indican que las reservas mundiales de combustibles fósiles sumadas a las nuevas tecnologías que hacen más limpia la combustión de combustibles y el aumento del rendimiento,



son adecuadas por lo menos para los próximos 20 a 50 años.

La competencia productiva de manufacturas que necesita de energía barata hace que la inserción de las energías renovables sea mínima en los países industriales, como Japón.

Solo a largo plazo, cuando el costo de energía aumente en la medida que se acaban los combustibles tradicionales, la alternativa renovable se tornará competitiva. La humanidad no tendrá otra elección que depender de la energía renovable. ■

- 1 Rodrigo Herrera Vegas www.sustentator.com
- 2 <http://ec.europa.eu/environment/industry/retail/pdf/Issue%20Paper%206.pdf>
- 3 <http://www.comunidadism.es/blogs/la-huella-de-carbono-de-las-energias-renovables-2-eolica>
- 4 <http://www.comunidadism.es/blogs/la-huella-de-carbono-de-las-energias-renovables-1-la-biomasa>
- 5 Environmental Product Declaration Onshore wind power plant employing SWT-2.3-108. [siemens.com / wind](http://www.siemens.com/wind)
- 6 <http://www.ecologiaverde.com/cientificos-logran-convertir-la-polucion-combustible/#ixzz400Xp27Bj>
- 7 Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático 1997. Protocolo de Kyoto.

Se conoce al SAGD (*Steam Assisted Gravity Drainage*) como una técnica cada vez más utilizada en petróleo pesado y Canadá, uno de sus mayores exponentes. Desde allí el especialista Duilio Raffa conversó con *Petrotecnia* acerca de este método.

El SAGD y su éxito en el desarrollo de las arenas bituminosas canadienses

Entrevista al Ing. Duilio Raffa



Según los glosarios especializados, la sigla SAGD (*Steam Assisted Gravity Drainage*) se refiere a un método de producción térmica para petróleo pesado que pone en paralelo un pozo de inyección con uno de producción a lo largo de una trayectoria paralela, separados por una separación vertical de aproximadamente 5 m; desde el superior se inyecta vapor, el cual a medida que aumenta y se expande, calienta el petróleo pesado y así reduce su viscosidad. Luego, la fuerza de gravedad obliga al petróleo a drenar en el pozo inferior.

Para entender mejor esta práctica y su contexto, se consultó al especialista sobre la realidad hidrocarburífera canadiense, Duilio Raffa. “Canadá posee aproximadamente el 10% de las reservas probadas mundiales de petróleo (unos 170.000 millones de barriles), en tercer lugar está Venezuela y Arabia Saudita. Y el 9,7% de las reservas mundiales, o sea el 97% de las reservas canadienses, se encuentra en los cuatro depósitos de las arenas bituminosas de la provincia de Alberta”, explica el especialista.

“El 7,8% de las reservas mundiales se encuentra en el depósito de Athabasca, el más grande de todos. Esta concentración geográfica es muy importante para la economía de los proyectos, ya que facilita la instalación de la infraestructura, la transferencia de tecnología, la legislación (que es única), el acceso a compañías de servicios, el desarrollo de una marca que facilite el acceso a mercados de capitales, etcétera”, agrega Raffa.

En suma, Canadá es el sexto productor mundial de petróleo con el 3,8 millones de barriles por día, de los cuales aproximadamente el 2,5 millones se producen de las *oil sands*.

Y se explaya sobre el petróleo pesado o bitumen: “Hay diferentes clasificaciones del petróleo. En general, se define como *petróleo pesado* al de 10 o menos API, y se agrega un límite de ~10.000 centipoise de viscosidad para el bitumen”.

Más allá de las posibles clasificaciones, agrega, “la característica principal del bitumen en las arenas bituminosas de Canadá es su elevada viscosidad en condiciones de reservorio, al punto de tornarlo inmóvil, con viscosidades que están entre 2 y 10 millones de centipoise, a alrededor de 10° C de temperatura (el promedio para los reservorios del depósito Athabasca)”.

En la práctica, esto reduce la inyectividad a niveles casi nulos, indica. “Hace mucho tiempo que se utiliza inyección de vapor para reducir la viscosidad del petróleo y producirlo –explica–; el desafío en las arenas bituminosas del depósito de Athabasca era la imposibilidad de inyectar vapor a niveles prácticos para efectivamente calentar la formación y ‘fundir’ el bitumen”.

¿Qué métodos se utilizan?

“En Athabasca (el mayor depósito de los tres que componen las arenas bituminosas canadienses, considerando el de Wabasca como una parte de Athabasca), el 20% de las reservas son extraíbles por minería a cielo abierto –enumera–. El 80% restante debe ser extraído por métodos in situ (térmicos), preferentemente el SAGD”.

“El *Steam Assisted Gravity Drainage*, explica, consiste en un par de pozos horizontales paralelos: el productor per-

fora unos dos metros arriba de la parte inferior de la formación, y realiza un pozo inyector de vapor a aproximadamente cinco metros, directamente arriba del productor. Este arreglo es lo que se refiere como un ‘par’”, aclara.

“Los pozos se completan con liners ranurados para evitar la producción de arena –prosigue–, ya que es una formación no consolidada (razón por la cual no es efectivo el *huff’n-puff*). El vapor inyectado entra en contacto con el bitumen y lo funde al condensar”, detalla.

La emulsión resultante (bitumen fundido con agua condensada) fluye por gravitación hacia el pozo productor en la parte inferior de la formación. La combinación entre segregación gravitacional entre el vapor y la emulsión (de considerable diferencia de densidades), y la alta permeabilidad de la formación McMurray (entre 6000 y 12000 mD) son las claves del éxito de este método.

En tanto, en el depósito de Cold Lake se utiliza principalmente la estimulación cíclica con vapor (CSS), también conocida como *huff’n-puff*.

“Históricamente se perforan pozos verticales y se fractura la formación al inyectar los volúmenes de vapor que se necesitan; tras algunos días con el pozo cerrado para permitir el intercambio de calor entre el vapor y la formación, se recompleta el pozo y se inicia la producción”, explica Raffa.

Para que este método funcione, es necesario que la formación tenga determinadas características geomecánicas que no se dan en el depósito de Athabasca. “De allí surgió la necesidad de desarrollar un nuevo método que resultó el SAGD”, resumió el ingeniero.

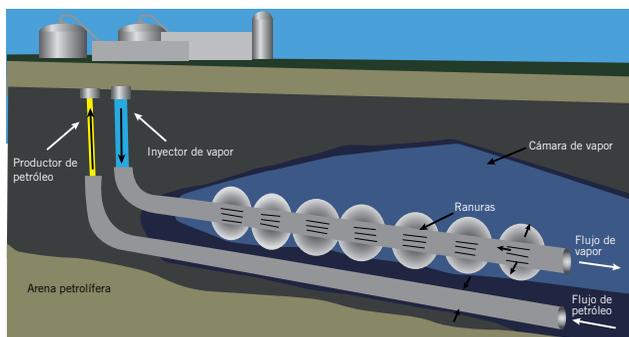
“En el depósito de Peace River, por ejemplo, la viscosidad ronda los 30.000 cp y se lo extrae por producción primaria con pozos horizontales multilaterales de aproximadamente 1600 metros por leg y entre 3 y 7 pulgadas de diámetro. Se han hecho pilotos utilizando *huff’n-puff* en diferentes versiones (alta y baja presión) con pozos verticales y horizontales, pero hasta el momento no se identifica un método que sea considerado exitoso por la mayoría de las empresas” continúa explicando.

Breve historia de la extracción del bitumen

Raffa realiza un rápido repaso por los inicios de la extracción del petróleo pesado en Canadá y en el resto del mundo: “Hacia los años setenta, era obvia la magnitud del depósito de Athabasca; bastaba con ver la porción de la formación que aflora al norte de la ciudad de Fort McMurray y de la cual ya hacía varias décadas que se producía bitumen por minería”, recordó.

El entonces gobernador de la provincia toma la decisión política de fundar una empresa estatal llamada Aostra, la cual esencialmente acepta invertir un monto de dinero equivalente al que un socio de la industria invierta en proyectos de desarrollo de las *oil sands*.

Así es que decide probar en el campo la idea del Dr. Roger Butler (1927-2005), desarrollada en los laboratorios de la Universidad de Calgary; para ello, se forma un consorcio de aproximadamente diez empresas, gerenciado por Aostra. Se construye la instalación subterránea de prueba (UTF) en terrenos de la que en ese momento era la estatal Petrocanadá.



“El piloto se extendió por varios años en diferentes etapas; el área de unos pocos kilómetros cuadrados se caracteriza con el estudio de más de 20 coronas, múltiples pozos de observación en los cuales se monitorea temperatura y la presión en la formación a lo largo de los pozos –y entre los pozos–; así como monitoreo de la elevación de la superficie debido a la expansión térmica de la formación”, explicó.

La primera etapa tenía como objetivo comprobar el concepto. Para ello, se perforaron dos pares de pozos horizontales de 50 m de largo (longitud del liner), con lo que se aproximaba lo más posible al formato que se había desarrollado en el laboratorio, que consistía en un experimento en dos dimensiones (dos placas de plástico transparente que contenían una feta de arena impregnada en bitumen). De este modo, se evitaba cualquier complicación que pudiera darse por la distribución no uniforme de los fluidos a lo largo del pozo.

La segunda etapa consistió en tres pares de pozos de 500 m de largo (longitud del liner), en los que se comprobó la posibilidad de extraer bitumen en forma económica con el SAGD. En las siguientes etapas se estudiaron la adición de gas (metano principalmente) al vapor. Rápidamente, indicó Raffa, tras la finalización de las dos primeras etapas, comienza la construcción del primer proyecto a escala comercial de SAGD, que inició su producción alrededor de 2003.

Casi simultáneamente, se inició la construcción de proyectos de SAGD en toda la cuenca, lo que provocó un pico en el volumen y en el precio de venta de licencias de exploración y producción, lo cual atrajo la atención de las principales petroleras del mundo.

Principales proyectos de SAGD

Los principales proyectos de SAGD, en cuanto a producción, actualmente se encuentran en torno a los 200.000 barriles por día de bitumen con entre 100 y 200 pares de pozos.

Una medida de la eficiencia del proceso es la relación vapor (medido en volumen de agua equivalente) a bitumen producido. Esta relación se considera aceptable si ronda el valor de 3. Esto significa que para producir 200.000 barriles por día es necesario convertir 600.000 barriles (~95.000 m³) por día de agua en vapor de alta calidad que sale de la planta a aproximadamente 10.000 kPa y se inyecta, dependiendo del proyecto, entre 1500 y 4500 kPa.

La emulsión producida se mezcla con diluyente para poder separar el bitumen del agua y luego transportarlo por oleoductos hasta el upgrader donde se lo hidrogena para generar petróleo crudo sintético (SCO) o se lleva directamente hasta una refinería capaz de aceptar este tipo de petróleo.

Los mejores pozos de SAGD en la cuenca de Athabasca pueden producir cerca de 300 m³/d durante 4 años, antes de comenzar a declinar, acumulando en toda su vida hasta 750.000 m³ para un pozo de 1.000 m de largo y 9 pulgadas de diámetro.

Un pozo promedio produce cerca de 130 m³/d por 4 años, y uno regular, unos 100 m³/d. Los factores de recuperación pueden llegar al 65% o 75%, según la formación y la operación a lo largo de la vida del pozo.

El día a día de un proyecto de esa magnitud incluye múltiples aspectos, como mantener alta confiabilidad en la generación de vapor y el procesamiento de la emulsión producida, el monitoreo de temperatura en los pozos productores, la distribución del vapor a lo largo de los inyectores, el manejo de la presión de las cámaras de vapor, el monitoreo de la roca sello, el manejo del agua producida, el manejo de los pozos que sufren paradas, el manejo de las bombas electrosumergibles, el análisis de fallas de las bombas y los sensores, entre otros; planificación y estrategias de producción, arranque de pozos nuevos, etc.

Principales desafíos a futuro de las oil sands

“Algunos de los desafíos que enfrentan las oil sands son compartidos por toda la industria; por ejemplo, ser los bajos precios del petróleo”, confesó Raffa.

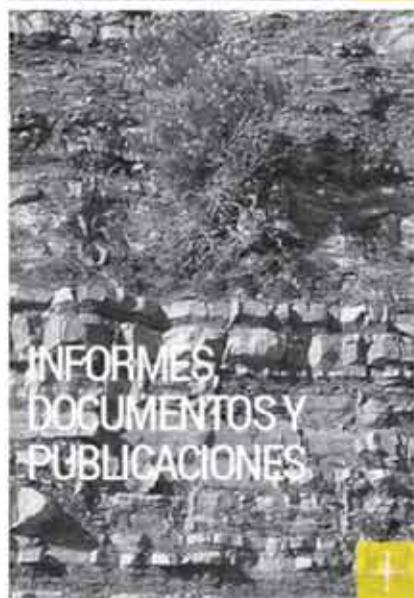
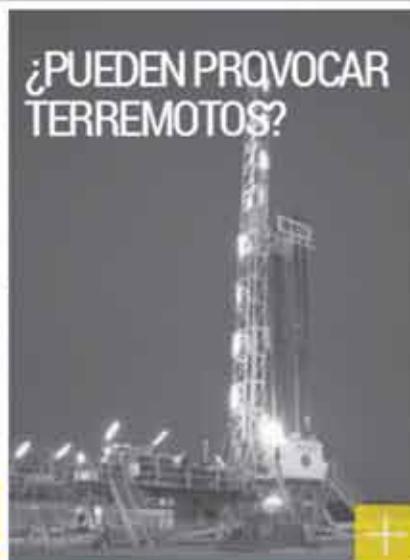
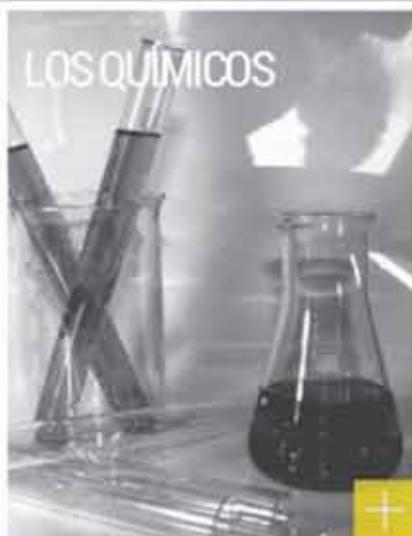
“Los proyectos de SAGD tienen costos de operación relativamente altos (entre 20 y 40 dólares por barril). Las obligaciones financieras son importantes, ya que las etapas de estos proyectos son de entre 10.000 y 20.000 barriles/d de producción, lo cual lleva una inversión inicial de entre 20.000 y 50.000 dólares por barril/d”, explicó.

“El acceso a nuevos mercados es esencial en este momento, en que la provincia de Alberta está aumentando su producción y los oleoductos están al máximo de su capacidad”, dijo el especialista. “Las demoras en la aprobación del oleoducto Keystone que uniría Alberta con las refinerías en el Golfo de México y el oleoducto Northern Gateway, que llevaría producción a la costa Oeste para acceder a los mercados asiáticos, están causando pérdidas económicas que se traducen en descuentos al precio del petróleo pesado en los puntos de venta tradicionales”, agregó.

La percepción pública de que es una industria extractiva atrae un mayor escrutinio y mayores demoras en los permisos de operación con el costo financiero asociado. “Pero la industria está organizando consorcios que procuran educar y acercar posiciones con la opinión pública en general y el Gobierno local, para poder desarrollar el recurso de la forma más sustentable posible. El futuro está abierto para una cuenca que es relativamente joven y que ya ha logrado sobrepasar otros desafíos”, finalizó. ■

Duilio F. Raffa es ingeniero en reservorios, egresado del posgrado de Especialización en Ingeniería de Reservorios del ITBA. Actualmente trabaja en Suncor Energy. Se desempeñó en la industria de transporte de gas, laboratorio de análisis petroléos y operadoras en la Cuenca del Golfo de San Jorge. Cursó un doctorado en Calgary, Canadá. Los últimos diez años contribuye en diferentes aspectos del desarrollo de los métodos de extracción in situ para las arenas bituminosas canadienses.

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!



Congresos y Jornadas

2016 traerá nuevas oportunidades de alto nivel técnico para reunir nuevamente a los profesionales de la industria.

Los que se fueron

Emerson Exchange 2016: la Internet Industrial de las Cosas

Con la *Industrial Internet of Things* (Internet Industrial de las Cosas, IloT) como tema central, se desarrolló del 24 al 28 de octubre en Austin, Texas, el Emerson Exchange 2016, encuentro anual de la empresa y sus usuarios. En este encuentro, que reunió a más de 3.000 asistentes provenientes de 80 países, se presentaron los nuevos productos y las hojas de ruta, además se repasaron las experiencias del año que termina.

En efecto, hace un par de años el concepto central que introdujo Emerson fue "*Pervasive sensing*", cuya traducción



es la “detección omnipresente” o la penetración integral de los sensores de automatización a través de toda la planta, de modo de amplificar el control del proceso. Actualmente ese concepto se expande a través de varios sensores *wireless*, ya que la detección es lo que permite aplicar la IIoT.

Destino final: la recolección de Big Data. Y, por supuesto, su aplicación real en los procesos. Para que esto sea posible, crece la demanda de sensores más económicos, más avanzados y de fácil instalación, sobre todo inalámbricos, que permitan recopilar esa información, ya que sin sensores en toda la planta es imposible el desarrollo del IIoT. Peter Zornio, director estratégico de Emerson Automation Solutions, afirmó: “Por años hemos hablado de *prevasive sensing* y es que sin esos datos, no se puede optimizar: si uno no sabe dónde está parado ¿cómo saber si está mejorando?”.

La importancia de la recolección de *data* a lo largo de toda la operación se pudo comprobar también en la introducción que Emerson hizo de conceptos como “Servicios conectados”, “Certeza Operacional” y “*Secure First Mile*” (primera milla segura).

También se hizo hincapié en el “*Plantweb Digital Ecosystem*”, que consiste en una serie de tecnologías y servicios orientados a crear un enfoque integral del IIoT, como aseguró Bob Karschnia, vicepresidente y gerente general de soluciones inalámbricas de Emerson *Automation*. Se basa en continuar con un portafolio de sensores inalámbricos que proporcionan datos en tiempo real en áreas operativas, como el componente “*ver*” de un enfoque de *ver-decidir-actuar* para mejorar la seguridad, la fiabilidad, la eficiencia y el cumplimiento.

Los pilares en que se basan estos sensores son los siguientes:

- **Monitoreo inalámbrico del manómetro.** Un medidor de presión que permite la recopilación remota de datos de campo, además los técnicos puedan ver estas lecturas una vez por minuto, manteniéndolos actualizados de manera remota.
- **Monitoreo inalámbrico de corrosión no intrusiva.** Una tecnología instalada de forma permanente que permite monitorear continuamente la pérdida de metal de la corrosión o erosión en tuberías, tuberías o recipientes. Puede funcionar sin mantenimiento durante años, con tecnología ultrasónica, para medir el espesor de pared de forma continua desde lugares donde el acceso es costoso, peligroso o físicamente restringido.
- **Monitoreo inalámbrico de equipos de media tensión.** Proporciona información continua y en tiempo real de las temperaturas de los cuadros eléctricos y de la monitorización inteligente de la red, con datos de temperatura precisos para los puntos clave de una red de transmisión de energía. La tecnología que utiliza es “onda acústica de superficie” que puede medir simultáneamente todos los puntos de acceso relevantes, como barras de bus, entradas de interruptores, salidas de interruptores y cables. Las capacidades de monitoreo también incluyen la detección de descarga parcial de radiofrecuencia y los instrumentos de monitoreo de humedad.
- **Monitorización inalámbrica de gases.** Amplía la tecnología de detección de gas convencional a aplicaciones que se consideraban costosas, difíciles de supervisar en el pasado: el mantenimiento de sitios remotos

como estaciones de medición de pozos y estaciones de medición de gas natural. Resulta peligroso porque los trabajadores que se acercan a estos sitios pueden estar expuestos a emisiones no planificadas de gas tóxico, pero cualquier otra alternativa tenía costos prohibitivos, por lo cual los operadores han debido confiar en dispositivos portátiles de detección de gas o incluso carecer de toda detección de gas. El nuevo monitor de gas puede monitorear continuamente la presencia de gas sulfuro de hidrógeno tóxico, y los trabajadores pueden saber si hay gas presente antes de entrar en un área con menor necesidad de rondas de operador manual.

- **Monitorización inalámbrica de temperatura no intrusiva.** Mide temperaturas de proceso y elimina la necesidad de penetración del proceso del termopar. Se ubica montado externamente en una tubería, utiliza modelos termodinámicos avanzados para calcular la temperatura del fluido más rápido y con mayor precisión que la tecnología del termopozo. Al eliminar la necesidad de perforar las conexiones del dispositivo para obtener temperaturas de proceso, también disminuye el riesgo de corrosión. Funciona midiendo la temperatura de la superficie de la tubería y la temperatura ambiente y combinando esta información con una comprensión de las propiedades de conductividad térmica de la instalación y la tubería de proceso. Para uso en tuberías, flujos de alta velocidad, suspensiones, fluidos particulados pesados, procesos de limpieza en el lugar, fluidos de alta viscosidad y procesos duros en las industrias de petróleo y gas, química, refinación, alimentos y bebidas, metales y minería y pulpa y papel.

Por lo demás, se volvió a poner en valor el *Top Quartile* (o cuarteto básico de activos que aseguran el éxito de toda operación): seguridad (*safety*), por medio del cual los



usuarios de este concepto han reducido los incidentes a un tercio; confiabilidad, se necesita la mitad del tiempo para mantenimiento y ganar días de producción: disminuye en 20% el costo promedio de esta y en el área de Energía y Emisiones, reduce a un tercio los costos energéticos y disminuye en un 30% las emisiones de CO₂. “Hay muchísimo dicho sobre la promesa de IoT –aseguró Peter Zornio-. Desde este evento se busca contar cómo cumplir con esa promesa”.

El Emerson Echange 2016, que se realizó en la ciudad de Austin (Texas), tuvo una asistencia récord, entre ellos a *Petrotecnia*.

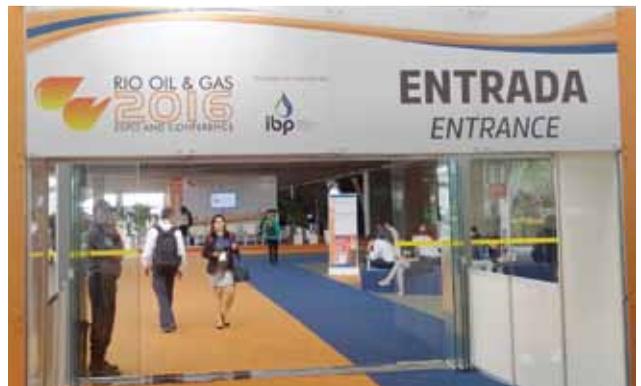
La Río Oil & Gas, con la presencia de Jóvenes Profesionales

Del 24 al 28 de octubre último se realizó en Río de Janeiro, Brasil, la 18ª edición del Río Oil & Gas, a la que asistió *Petrotecnia* y el IAPG tuvo su stand. Organizada por el Instituto Brasileño de Petróleo, Gas y Biocombustibles (IBP), reunió a unos 34.200 visitantes, 3.920 participantes en el congreso, entre funcionarios, ejecutivos y profesionales de la industria. Asistieron 540 expositores, 140 oradores y 300 periodistas acreditados.

En el entorno digital, la Río Oil & Gas alcanzó una audiencia de tres millones de personas.

Esta edición de fuerte presencia global se destacó por un amplio programa, que incluyó unos 12 eventos simultáneos, la discusión en profundidad sobre los principales problemas de la industria y la expectativa negocios en los próximos 12 meses en la región.

La apertura estuvo a cargo del presidente, Michel Temer, ministros y gobernadores. El Gobierno local aprovechó para anunciar su nueva política de exploración y



producción, que supera a la política implementada desde 2003 y que entrará en vigor a partir de marzo de 2017, con el fin de mejorar la competitividad y atraer nuevas inversiones al país. En el desafiante presente de la realidad brasileña, los analistas destacaron un saldo de expectativas positivas para el mediano plazo. “Optimismo frente a la incertidumbre”, resumieron los principales expertos en los medios.



El programa incluyó plenarios y conferencias paralelas, entre ellas foros financieros, de ingeniería, *onshore*, de *compliance*, el *offshore* (sobre todo de Brasil), la sustentabilidad, el conocimiento y la tecnología. Las principales preocupaciones fueron el acceso a la energía y la diversificación de la matriz energética hacia las energías alternativas, como la fotovoltaica.





En la Expo la estrella fue la virtualidad: Oculus y pantallas interactivas que mostraban realidad virtual en los campos de todas las empresas presentes; por ejemplo, el Presalt submarino de Petrobras.

Future Leaders Forum del WPC

En tanto, la Río Oil & Gas albergó la tercera edición del FLF, el Future Leaders Forum, organizado por el *Youth Committee* del World Petroleum Council, que reúne a los jóvenes profesionales de la industria de todo el mundo.

Bajo el lema “The Game Changers - New Leaders for a New Competitive Energy Industry” (“los que cambian el juego, nuevos líderes para una industria energética nueva y competitiva), unos 500 jóvenes asistieron desde 27 países (80% Brasil) para presenciar las charlas de 70 oradores (plenarias o simultáneas) cuyos principales ejes fueron: liderazgo –el perfil que tendrá el líder de 2030–, desarrollo



de carrera, movilidad internacional, eficiencias (M&As y contenido local), start-ups, sustentabilidad, innovación y ambiente, entre otros.

El evento juvenil se desarrolló durante dos días y contó con destacados oradores: CEOs de las principales operadoras que trabajan en Brasil, funcionarios de Gobierno, de Educación y del propio WPC, entre otros. Además hubo interacción del público con formatos encuesta (industria O&G global y país), Q&As y debates.

El IAPG estuvo representado por el presidente y el vicepresidente de la Comisión de Jóvenes Profesionales, Ma`phτίας Cuberes (Tecpetrol) y Joaquín Mahdjipou4bian (YPF), quienes como miembros del Youth Committee del WPC, representan también a la Argentina ante el organismo internacional.

Exitoso 6° Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas de Hidrocarburos



Tras varios meses de preparación y recepción de trabajos, el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas realizó el 6° Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas de Hidrocarburos, del 24 al 27 de octubre de 2016, en el Hotel Llao Llao de San Carlos de Bariloche, Provincia de Río Negro.

El evento, que se desarrollará ampliamente en el próximo número de *Petrotecnia* como eje central, tuvo el lema “Hacia un desarrollo de recursos sustentable” y estuvo conformado por una serie de presentaciones de trabajos técnicos, mesas redondas y conferencias, en los que se abordó un amplio temario sobre ingeniería, operaciones en yacimientos, geociencias, reservorios convencionales, operaciones en pozos, economía medio ambiente, comunidades y capacitación.

La 88° RANE de ARPEL se realizó en Perú

La gestión integrada de reservorios, que tiene como finalidad la optimización de la explotación de campos de petróleo y gas a lo largo de su vida productiva, fue el eje central de la 88° Reunión ARPEL a nivel de expertos (RANE), que se realizó el 9 y 10 de noviembre en Lima, Perú.

Organizado por la Asociación Regional de Empresas de Petróleo y Gas de América Latina y el Caribe (ARPEL), con el auspicio de Petroperú y el apoyo de la Sociedad Peruana de Hidrocarburos (SPH), el evento reunió a profesionales, técnicos e investigadores académicos especializados del área, quienes intercambiaron experiencias, presentaron estudios de casos y analizaron las más recientes tecnologías en lo referente al manejo integrado de reservorios.

El encuentro, que se desarrolló durante dos jornadas, abarcó seis ejes temáticos orientados a cubrir temas relacionados a la revitalización de campos maduros, monitoreo de reservorios, gestión de reservas, evaluación de reservorios, gestión de reservorios de gas y gas + condensados e investigación y desarrollo, y despliegue. Se trata de temas que actualmente están enmarcados dentro del creciente desafío de la gestión de reservorios, área esencial para las empresas de E&P de éxito que desarrollan importantes proyectos hidrocarbúferos en la región. Al finalizar el evento, Miguel Moyano, director de Upstream de ARPEL, señaló que “cinco de cada diez empresas consideran que aumentar la colaboración con otros actores de la industria es la máxima prioridad para mantener la innovación en un sistema de costos ajustados como el que estamos atravesando. De eso se trata la tarea que lleva adelante ARPEL, la cual se concentra en el desarrollo de la colaboración y el fomento del intercambio de conocimientos y experien-



cias en áreas clave entre las empresas que nuclea, las cuales producen más del 90% de hidrocarburos en América Latina y el Caribe.

“La mejora en el acceso a potenciales reservas y al desarrollo de las mismas es uno de los principales estímulos de inversión en innovación y en transferencia de conocimiento de nuestra industria”, agregó.

La RANE de “Gestión de Reservorios” es un evento técnico de ARPEL que se realiza cada dos años, rotando su sede en distintos países de América Latina y el Caribe. La primera edición se llevó a cabo en la Argentina en 2014, seguido por Lima en esta oportunidad. La próxima edición será en 2018.

Los que vendrán

Llega el 22° World Petroleum Congress (WPC) en 2017

Estambul es la ciudad que ganó el derecho a ser anfitriona de la 22 edición del congreso de petróleo más importante del mundo: World Petroleum Congress (WPC, Congreso Mundial del Petróleo), que tendrá lugar del 9 al 13 de julio de 2017 en la emblemática ciudad.



Bajo el lema “Puentes hacia nuestro futuro energético” y con la imagen del puente que cruza el Bósforo en su logotipo de esta edición, el WPC ya lanzó su call for papers y comunica que espera unos 6000 delegados, 500 CEOs, 50 ministros y, al menos, 25.000 visitantes provenientes de más de 100 países en su exhibición, una de las mayores y más importantes del mundo de los hidrocarburos.



International Bonded Couriers

- Courier Internacional y Nacional
- Cargas Aéreas y Marítimas
- Servicio Puerta a Puerta

Av. Independencia 2182 - Capital Federal (C1225AAQ)
Tel: (011) 4308-3555 // Fax: (011) 4308-3444
email: bue-ventas@ibcinc.com.ar // web: www.ibcinc.com.ar

iAPG

iAPG

AOG

XI ARGENTINA OIL&GAS
EXPO 2017



3° CONGRESO
LATINOAMERICANO Y DEL CARIBE DE
PERFORACIÓN
TERMINACIÓN, REPARACIÓN Y SERVICIO DE POZOS

Exposición Internacional del Petróleo y del Gas

25 – 28.9.2017
La Rural Predio Ferial
Buenos Aires, Argentina

www.aogexpo.com.ar

Organiza y Realiza

iAPG

INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

Horarios: lunes a jueves de 14 a 21 hs.

Comercializa y Realiza: Messe Frankfurt Argentina - Tel.: + 54 11 4514 1400 - e-mail: aog@argentina.messefrankfurt.com



messe frankfurt

NOVEDADES DE LA INDUSTRIA

Infinia Diesel, el nuevo combustible de YPF

YPF presentó Infinia Diesel, su nuevo combustible inteligente diseñado con tecnología innovadora que cuida y protege los motores diesel modernos, brindando el máximo desempeño y eficiencia.

El lanzamiento del nuevo producto se realizó en la sede de la compañía en Puerto Madero y contó con la participación de su presidente, Miguel Gutiérrez, y el vicepresidente de Downstream, Carlos Alfonsi, entre otras autoridades y representantes del sector.

Infinia Diesel es un combustible de ultra bajo nivel de azufre que incorpora agentes multipropósito, cuya función es limpiar y mantener a los inyectores y prevenir la formación de nuevos depósitos. Estos componentes especiales remueven las impurezas carbonosas y evitan la generación de futuras suciedades.

El nuevo producto cuenta con la tecnología TDM® (Tecnología de Desactivación Metálica), que ayuda a la estabilidad del combustible y mantiene su pureza. Además, protege y otorga mayor vida útil a los motores, optimiza el funcionamiento de los inyectores y de todo el circuito del combustible.

Infinia Diesel, además, tiene un mayor número de cetanos (mayor a 55), atributo que le permite generar una combustión más eficiente, que facilita el arranque y reduce los niveles de ruido, propios de los motores diesel.

Durante el encuentro, Gutiérrez afirmó: "Este lanzamiento es una muestra de que YPF se encuentra en el camino de la innovación tecnológica para ofrecer productos que brinden el máximo rendimiento y cuidado del ambiente", además, agregó: "Nuestro desafío, como líder del mercado, es continuar brindando productos que acompañen el crecimiento tecnológico de la industria automotriz".

El nuevo combustible satisface la demanda de los vehículos modernos, tanto de pasajeros como de carga, que



deben cumplir con los límites de emisiones de las normas Euro 5 (entro en vigencia en el país este año) y Euro 6.

Infinia Diesel, al igual que todos los productos que componen el portafolio de YPF, están a la altura de la evolución tecnológica de la industria mundial de combustibles y lubricantes. En 2014, la compañía lanzó Infinia, su nafta premium que rápidamente se ubicó dentro de las preferencias de los consumidores y, este año, renovó toda su línea de lubricantes.

AXION Energy en la última fecha del año de Súper TC2000

Los pilotos de los equipos Toyota Team y Renault Sport se acercaron a la estación de servicio Esso para vivir junto a sus seguidores la previa de la última cita del año del Súper TC2000, que tuvo lugar en el autódromo Oscar Cabalén de Córdoba.



Leonel Pernía, Facundo Arduso, Matías Rossi, Esteban Guerrieri y Matías Milla se convirtieron en playeros y recibieron a los clientes que se acercaron a la estación con sus vehículos, limpiando parabrisas y despachando combustible. Los pilotos vivieron este evento junto a sus fanáticos con gran alegría y emoción por concluir una exitosa temporada.

AXION energy ofrece en todas sus estaciones de servicio combustibles que están a la altura de los motores más modernos y son los mismos que utilizan los autos que compiten en cada carrera del campeonato argentino. Todas las naftas de la marca contienen AXION PROTECH, un componente que limpia inyectores, mantiene limpias las partes vitales del motor y reduce la fricción.

Como combustible oficial de la categoría, AXION energy reafirma su intención de impulsar la energía que fomenta el deporte. Desde hace años, la marca junto a Mobil™ son el combustible y lubricante oficial del Súper TC2000 y del Enduro de Verano. Este año, la compañía también estuvo presente junto al AXION X-raid Team durante el Dakar 2016, fue *main sponsor* de la maratón de 21K de Buenos Aires y es el actual patrocinador oficial del Campeonato de Fútbol de Primera División.

Exitosa Jornada de RSE en Enarsa



Bajo el lema Pensá futuro, sembrá hoy, ENARSA organizó una jornada de Responsabilidad Social y Desarrollo Sustentable en el Hotel Meliá Buenos Aires. En esta oportunidad los disertantes fueron Luis Ulla (Director de Investigación y Desarrollo del Instituto Argentino de Responsabilidad Social Empresaria) y Javier Liroy (director de RedActivos, empresa sustentable que genera puestos de trabajo para más de 600 personas con discapacidad). Frente a un auditorio de 50 personas, Ulla, expuso acabadamente los cuatro pilares del desarrollo sustentable: Ética, Economía, Sociedad y Medio ambiente.

Además, expuso datos concretos sobre varias problemáticas culturales y ambientales, que son primordiales para la calidad de vida de las generaciones futuras. Las estadísticas, mostradas de un modo didáctico, histriónico y, a su vez, crudo, ayudaron a que cada uno de los presentes tomara conciencia de que cada individuo de la sociedad debe enfocarse en generar un cambio que incluya su entorno.

Liroy, por su parte, detalló cómo fue el camino para lograr que RedActivos sea lo que es hoy: una empresa social que emplea a 634 personas con discapacidad intelectual. En este contexto, arrojó ciertos números que llamaron la atención de la audiencia: en la Argentina hay alrededor de 5.000.000 de personas con discapacidad. Un 75% de ellas está desempleado. Además, de las que estudian, solo un 7% alcanza el nivel terciario o universitario y 7 de cada 10 no nacieron con discapacidad, sino que la adquirió en algún momento de su vida.

La jornada contó con una parte teórica que sensibilizó al público presente sobre el tema de la sustentabilidad, y una parte práctica en la que se expuso un modelo de empresa que contribuye a generar todos los días una mejor calidad de vida para sus empleados. Al final de la charla, cada uno de los presentes se llevó una caja de madera realizada por RedActivos. En la portada, la caja tiene el lema elegido para la jornada: Pensá futuro, sembrá hoy.

Mincyt: más fondos para la ciencia, la tecnología y la innovación

El Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva de la Nación, liderado por el Dr. Lino Barañao, junto a su organismo ejecutor, la Agencia Nacional de Promoción

Científica y Tecnológica y el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), trabajan en la diagramación del próximo tramo de financiamiento para la ciencia, la tecnología y la innovación por un monto de cien millones de dólares.

Esta operación estaría efectiva en el primer trimestre del 2017.

La suma refuerza la capacidad de la cartera de Ciencia para financiar proyectos de investigación y la adquisición de equipamiento para el sector científico tecnológico. En este sentido, el Ministerio fomentará la generación de proyectos de desarrollo de tecnología implementados por el sector productivo.

Además, se apoyarán los proyectos estratégicos de medicina de precisión, alimentos para adultos mayores, desarrollo de partes para la industria satelital, innovación en acuicultura y desarrollo de tecnología para previsión de catástrofes; anunciados recientemente por el presidente Ing. Mauricio Macri, que implican un trabajo de articulación interministerial y que se desarrollarán a partir del próximo año.



YPF y Petronas ratifican el proyecto en la Amarga Chica

YPF y Petronas, a través de su subsidiaria Petronas E&P Argentina S.A., ratificaron la continuidad del proyecto piloto de *shale oil*, que ambas compañías iniciaron en 2015 en La Amarga Chica, provincia de Neuquén. La decisión de avanzar hacia la segunda etapa se tomó debido a los buenos resultados obtenidos en la primera fase.

La firma del acuerdo se realizó en las oficinas de YPF en Buenos Aires y contó con la presencia del vicepresidente de Estrategia y Desarrollo de Negocios de la compañía, Fernan-



do Giliberti, y el vicepresidente de Activos Internacionales de Petronas y presidente de la división argentina de E&P de la empresa, Chen Kah Seong.

La primera fase del proyecto piloto se desarrolló entre mayo de 2015 y septiembre de este año. Esta fase contempló la perforación y puesta en producción de 9 pozos, la construcción de instalaciones de superficie y la realización de sísmica 3D en la totalidad del bloque. La inversión total ascendió a los U\$S165 millones.

Para esta nueva etapa, ambas compañías contemplan la perforación de 10 pozos horizontales y la construcción y la finalización de nuevas obras e instalaciones para transportar la producción de *shale oil*, que se obtiene en el yacimiento. La segunda fase requerirá una inversión total de U\$S192,5 millones.



La Amarga Chica es un bloque ubicado en la provincia de Neuquén con una superficie de 187 km², caracterizado por su riqueza y potencial en shale oil. YPF y Petronas son socios igualitarios en este proyecto piloto.

YPF es hoy líder en la producción de no convencionales en la región. En el tercer trimestre la producción de no convencionales totalizó los 58.200 barriles de petróleo equivalente día, con un total de 522 pozos en producción (al cierre del tercer trimestre de 2016) y un total de 11 equipos activos.

Chevron continúa apoyando el Programa FORMO

Chevron Argentina, junto con la consultora Foro 21, participaron de la ceremonia de cierre y entrega de certificados a los egresados del 5 Ciclo del programa FORMO (Formación para Mejores Oportunidades) en la ciudad de Neuquén.



En este ciclo se brindaron cursos de Administración Contable y Secretariado en Salud durante cuatro meses. Egresaron 45 estudiantes.

FORMO corresponde al Plan de Inversión Social de la compañía y desde 2011 ofrece cursos de formación laboral gratuitos para adultos desempleados o sub-ocupados, en áreas consensuadas con las autoridades locales de acuerdo con las necesidades del mercado de trabajo y la oferta de capacitación existente, para contribuir al desarrollo de habilidades que mejoren las condiciones de empleabilidad de los habitantes de la región del Alto Valle de Río Negro y Neuquén. Por su trascendencia en la región, el programa cuenta con el aval del Ministerio de Educación de la Nación.

Los cursos se complementan con una instancia de tutorías para la inserción laboral y cada alumno recibe mensualmente una beca estímulo para solventar gastos asociados a su participación en el programa. Las convocatorias son publicadas en diarios y radios locales, con un alto número de interesados que se acrecienta cada año.



Gracias a las mejoras constantes y al persistente trabajo de intermediación laboral llevado a cabo en las tutorías, a través de alianzas estratégicas con empresas y organismos interesados, de los 45 participantes egresados en 2015, más de 20 lograron insertarse en el mercado de trabajo, alcanzando así su objetivo de obtención de empleos de calidad.

Y-Tec, con la primera planta de in-litio del país

La compañía italiana FIB-FAAM (SERI Group), Y-TEC (YPF Tecnología S.A.) y la empresa Jujuy Energía y Minería Sociedad del Estado (JEMSE) firmaron una carta de intención para avanzar con la instalación de la primera planta de producción de celdas de ion-litio de la Argentina.

El acto de firma se realizó en la embajada argentina en Roma por el presidente de FIB-FAAM, Federico Vitali; el gerente general de Y-TEC, Santiago Sacerdote; el presidente de JEMSE, José María Palomares y el Ministro de Desarrollo Económico y Producción de la Provincia de Jujuy, Juan Carlos Robles.

El acuerdo oficializa la decisión del grupo italiano, líder de la industria dedicada a la fabricación de baterías, de avanzar con la inversión y puesta en marcha de la planta que se convertirá en un eslabón clave para el desarrollo completo de la cadena de valor del litio en el país.

Durante los próximos meses, las partes trabajarán en la puesta a punto del proyecto técnico de instalación de la fábrica, que integrará un socio industrial local para su desarrollo.

Y-TEC tendrá un papel clave en esta alianza como socio tecnológico de Lithops, empresa perteneciente a SERI Group, con la cual mantiene un vínculo técnico desde 2015 y que ha sido pionera en Europa en el desarrollo de tecnologías para la fabricación de celdas de ion-litio. La empresa italiana aplicará sus conocimientos y tecnologías para el diseño y la puesta a punto de la planta de celdas de ion-litio, que será única en su tipo en América del Sur.

“Estamos dando un importante paso para la conformación de una nueva industria de base tecnológica en el país, clave para impulsar los mercados emergente de energías renovables y movilidad eléctrica”, resaltó Sacerdote. Y agregó: “Hemos integrado nuestras capacidades con las de distintos institutos y grupos de investigación del país. Con esta alianza pasamos a acoplar nuestra agenda de I+D con un proyecto de alcance global, lo cual nos permitirá mantenernos en la frontera del conocimiento y desarrollar soluciones energéticas de valor, proyectando una plataforma industrial realmente competitiva”.

A su vez, el ministro Robles señaló que la nueva planta “permitirá agregar valor e integrar en Jujuy la cadena de valor del litio, con un trabajo articulado entre el sector público y el sector privado”.

Schneider Electric entre las “más digitales” del CAC 40

Schneider Electric, especialista en gestión de la energía y la automatización, obtuvo el cuarto lugar en el 2016 en CAC40 Trophies, premio otorgado por Les Échos Business, el diario francés especializado en economía; y Gilles Babin,



net, Campeón Digital en Francia para la agenda digital de la Comisión Europea. Desde la creación de este ranking de la madurez digital dentro de las compañías del CAC 40, el Grupo Schneider Electric ha aparecido constantemente en los primeros cinco lugares: ocupó el primer puesto en 2014, el quinto en 2015 y el cuarto en 2016.

Establecido por Les Échos con la ayuda de un comité de expertos de gran nivel, dirigido por Gilles Babinet, el ranking eCAC40 considera más de 100 criterios en cinco áreas: comunicaciones externas y redes sociales, experiencia tecnológica, apertura a un ecosistema digital, cultura digital y seguridad.



El puesto obtenido por Schneider Electric en este ranking confirma la relevancia de su estrategia digital, vigente desde hace varios años. Schneider Innovation at Every Level aprovecha el poder y la promesa del Internet de las Cosas para remodelar ciudades, transformar las industrias y enriquecer la vida a través de productos conectados, edge control y aplicaciones, analítica y servicios. El grupo ahora obtiene el 45% de sus ingresos a través de IoT, comparado con el 10% de hace 12 años. Schneider Electric también se dedica a la colaboración activa con startups de todo el mundo para crear nuevas tecnologías y aumentar su visibilidad digital, como reconoció Les Échos en su publicación del ranking 2016.

Wärtsilä proveerá una central eléctrica de 101 MW a la Argentina

Wärtsilä suministrará una Central de tipo Smart Power Generation de 101 MW a Pampa Energía S.A. La modalidad será llave en mano e incluirá la ingeniería, la adquisición y la construcción de la central (EPC). El pedido incluye motores Wärtsilä 50DF de combustible dual que operarán con gas natural y fuel oil pesado (HFO) como combustible de apoyo. El valor del proyecto se estima en EUR75 millones y está incluido en la cartera de proyectos de Wärtsilä del cuarto trimestre del año 2016.

La central eléctrica se entregará durante 2017 y se estima que estará plenamente operativa para diciembre de 2017, lo cual representará una entrega rápida por parte de Wärtsilä.

La Argentina se encuentra en constante desarrollo de su sistema eléctrico y preparándose para el ingreso de fuentes de energías renovables. CAMMESA, el operador de la red nacional, reconoce que la tecnología de generación de energía



a base de motores es adecuada para equilibrar las fluctuaciones causadas por las renovables gracias a su rápida capacidad de arranque y detención de la planta. La flexibilidad de la tecnología Smart Power Generation de Wärtsilä fue considerada como una característica relevante en el proceso de evaluación del proyecto.

La planta de generación estará ubicada en la Central Piedra Buena en el Puerto Ingeniero White, próxima a la ciudad de Bahía Blanca, provincia de Buenos Aires. Esta ubicación es importante por dos motivos: en primer lugar, es una ubicación clave dentro de la red de alto voltaje de la Argentina; en segundo lugar, el área ofrece un acceso seguro a HFO que se utilizará como combustible de apoyo para la central eléctrica. La tecnología de combustibles múltiples de Wärtsilä es de gran importancia en la actualidad de la Argentina debido a la recurrente escasez de gas. Debido a que el HFO es más accesible que el fuel oil ligero (LFO), la tecnología que Wärtsilä ofrece a Pampa Energía S.A. es una solución más asequible en comparación a la tecnología de turbinas a gas.

Este es el sexto proyecto concedido a Wärtsilä en la Argentina durante 2016 y es el segundo proyecto de este año con Pampa Energía S.A. El primero consistió en construir una planta eléctrica de 100 MW para la firma Albares Renovables, una filial de Pampa Energía S.A.

Estos proyectos tienen un impacto significativo en el desarrollo laboral e industrial de la Argentina, ya que se crearán varios cientos de puestos de trabajo y se transferirán los conocimientos tecnológicos al sector de generación eléctrica de la Argentina que se encuentra en continuo crecimiento.

Premio “Ecoimagination Leadership” para Dow

GE, compañía presente en la Argentina desde hace 95 años, entregó la distinción “Ecoimagination Leadership” a Dow Argentina por la implementación de un proyecto que incluyó el uso de tecnología de GE, en el Complejo Bahía Blanca (Ingeniero White, Buenos Aires), a través de la cual logró un aumento de producción de una unidad del Complejo Petroquímico de Bahía Blanca en conjunto con un impacto medioambiental positivo.

El premio fue entregado en un acto realizado el 15 de noviembre en Buenos Aires, en el que participaron Mau-

ricio Urraburu, Director Comercial de GE Water & Process Technologies; Eduardo Pavani, Ejecutivo Regional de GE Water & Process Latam; Gastón Remy, Presidente de Dow Argentina y Región Sur de América Latina; Leandro Furland, Director del Complejo de Dow en Bahía Blanca y Martin Agostini, Líder de Producción de la unidad de polietileno de alta densidad (HDPE).



Como resultado de la implementación de esta tecnología Dow aumentó el rendimiento en la producción de la unidad de polietileno de alta densidad (HDPE) y al mismo tiempo mejoró la calidad de su efluente líquido. El Complejo Industrial de la compañía en la ciudad de Bahía Blanca ocupa una superficie de 120 hectáreas y está integrado por dos plantas elaboradoras de etileno y cuatro de polietileno de baja densidad (LDPE), alta densidad (HDPE) y lineales (LLDPE y EPE) y una planta de embolsado.

GE a través de su unidad de negocio Water & Process Technologies, especializada en el tratamiento de aguas y procesos industriales, otorga selectivamente este premio a sus clientes alrededor del mundo, que mediante el uso de tecnología, innovación y el trabajo en equipo con GE, logran significativas mejoras medioambientales en conjunto con beneficios económicos para sus operaciones. En la Argentina esta distinción ha sido otorgada a YPF en dos oportunidades, a Petrobras y ESSO (Refinería Campana).



Schneider Electric se compromete con la sostenibilidad en la COP22 Marrakech

Después de la histórica COP21 celebrada en París en diciembre de 2015, donde se adoptó por unanimidad el primer acuerdo sobre el clima universal, Schneider Electric, especialista global en gestión de energía y automatización, volverá a mostrar sus compromisos con la sostenibilidad en la Conferencia de Marrakech sobre el Cambio Climático (COP22) del 7 al 18 de noviembre de 2016, en Marruecos, como socio oficial del evento.

Schneider Electric está totalmente comprometida con la lucha contra el cambio climático. En noviembre de 2015, en vísperas de la COP21, Schneider Electric intensificó sus objetivos de desarrollo sostenible con el objetivo de lograr la neutralidad del carbono para la compañía y su ecosistema en los próximos 15 años, a través de sus productos, soluciones, R&D y operaciones industriales. Un año más tarde, el Grupo presenta una actualización de sus 10 compromisos:

En 2016, Schneider Electric se unió a la iniciativa de Objetivos Basados en Ciencia para alinear sus objetivos de reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero con las recomendaciones de científicos del IPCC para limitar el calentamiento global a 2 °C máximo. Esta iniciativa, apoyada conjuntamente por el CDP, el Pacto Mundial de las Naciones Unidas, el Instituto de Recursos Mundiales y el WWF, le pide a las empresas que desarrollen objetivos que sean coherentes con la trayectoria de “dos grados” cubierta por el Acuerdo de París.

En línea con los objetivos científicos, Schneider Electric lleva a cabo los siguientes compromisos:

- 35% de reducción absoluta de CO₂ en los ámbitos 1 y 2 para 2035 (línea de base 2015).
- 53% de reducción absoluta de CO₂ en los ámbitos 1 y 2 para 2050 (línea de base 2015).



Estas son las metas mínimas fijadas para el Grupo, lo que corresponde a una reducción de las emisiones de un 2,1% año por año a partir de 2015, que contribuirán al objetivo de lograr la neutralidad del carbono para Schneider Electric y su ecosistema para 2030. Se ha establecido un comité dedicado al carbono para impulsar estos compromisos.

Agenda de Schneider Electric en la COP22

La innovación de Schneider en todos los niveles aprovecha el poder y la promesa de la Internet de las Cosas para remodelar ciudades, transformar industrias y enriquecer la vida a través de productos conectados, control de bordes y aplicaciones, análisis y servicios. Representantes de Schneider Electric asistirán a la COP22 para mostrar la innovación en todos los niveles y las soluciones innovadoras de Schneider Electric que abordan la paradoja de la energía: equilibrar la huella de carbono de nuestro planeta con el derecho humano irrefutable a la calidad de la energía.

Compromisos de la COP21	Al cierre del tercer trimestre de 2016
1 Asegurar la cuantificación del impacto del CO ₂ para el 100% de los nuevos proyectos de grandes clientes (2015-2017)	Se publicará en el cuarto trimestre de 2016
2 Diseñar el 100% de las nuevas ofertas con Schneider Electric ecoDesign Way™ y hacer el 75% de los ingresos del producto con la ecoetiqueta Green Premium™ (2015-2017)	ecoDesign Way: 46% Green Premium: 66,3%
3 Evitar 120.000 toneladas de CO ₂ a través de los servicios de la Economía Circular “al final de su vida” (2015-2017)	83,485 t de CO ₂
4 Facilitar el acceso a la iluminación y la comunicación con soluciones de bajo carbono para 50 millones de habitantes en la base de la pirámide en 10 años (2015-2025)	Se publicará en el cuarto trimestre de 2016
5 Implementar iniciativas de almacenamiento para desarrollar energía renovable y mini-grid (a partir de 2015)	EcoBlade presentado en diciembre de 2015
6 Resolver los problemas del SF6 con nuevas alternativas en 5 años y eliminar SF6 (2015-2020) de los productos de Schneider Electric en 10 años (2015-2025)	En progreso, superando la línea de tiempo
7 Reducir la intensidad energética de Schneider Electric en 3,5% anual (a partir de 2015)	5,9% (desde fines de 2014)
8 Reducir las emisiones de CO ₂ de transporte de Schneider Electric en un 3,5% anual (a partir de 2015)	8,5% (desde fines de 2014)
9 Invertir 10 mil millones de euros en innovación en R&D sobre sostenibilidad en los próximos 10 años (2015-2025)	Se publicará en el cuarto trimestre de 2016
10 Emitir un bono climático para financiar bajo CO ₂ R&D a través de los negocios de Schneider Electric	Emitido en noviembre de 2015

NOVEDADES DEL IAPG

Disminuyen los accidentes viales: Escuela de Conducción Defensiva de IAPG Seccional Sur

“Los accidentes automovilísticos dentro de los yacimientos en el sur del país han disminuido sustancialmente en los últimos años, en buena parte debido a los cursos obligatorios de Conducción Defensiva del IAPG”, aseguró el gerente del IAPG Seccional Sur, Conrado Bonfiglioli. La disminución se cuenta en “accidentes por millón de kilómetros recorridos” sin que haya que lamentar víctimas fatales, explica.



Desde finales de los años noventa, en el IAPG Seccional Sur, que opera en toda la cuenca del golfo San Jorge, funciona la Escuela de Conducción Defensiva, creada a partir de un preocupante número de accidentes dentro y fuera de los yacimientos.

El objetivo de esta Escuela fue, desde el principio, lograr que los trabajadores de la industria, cuya función incluyera el manejo de automóviles o camionetas, asistieran al curso teórico que se impartía en ese entonces. El éxito de



los cursos ayudó a que esta educación creciera y se transformara en obligatoria, al punto que en la actualidad las personas que conduzcan en un yacimiento, deben presentar el certificado de manejo preventivo. La complejidad de los cursos aumentó y se agregó la teoría, la evaluación práctica y una prueba de psicométrico.

Con más de 80.000 exámenes realizados, la Escuela de Conducción Defensiva de IAPG Seccional Sur es la única en el país certificada con la norma IRAM ISO 9001 en Gestión de Calidad y los cursos son auditados en forma permanente, asegura Bonfiglioli.

Para formar el corpus educativo de esta enseñanza defensiva, se realizaron consultas con prestigiosas instituciones nacionales e internacionales encargadas de la Seguridad y Educación vial. El resultado es la Escuela de Conducción Defensiva de IAPG Seccional Sur, considerada el centro de educación vial más importante del país, comparado con otros centros que atienden a grupos pequeños u otros grupos que no son de conducción defensiva. “Nuestro valor principal es la preservación de la vida –dice Bonfiglioli–, y como institución sin fines de lucro nuestro único interés es ese”.

El curso teórico se baja en dos grandes ejes: la Ley y las técnicas de manejo. Normalmente, el 95% de las personas





la industria de los hidrocarburos como de otras áreas otros sectores, la Salud y el Ambiente, así como de instituciones gubernamentales.

El Secretario del IAPG, Fernando Roca; y Luis Nitz, titular de la Comisión de Calidad de la seccional, realizaron la apertura e invitaron a “sacarle provecho a esta jornada” debido a la crucial importancia del conocimiento.

Las exposiciones estuvieron a cargo de referentes de diversos sectores: del Gobierno del Chubut, a través de la Secretaría de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva; y de las empresas, como PanAmerican Energy (que expuso sobre prácticas recomendadas en la gestión de proyectos y optimización de la gestión de residuos en una operación) o YPF, quien hizo foco en la reducción de pérdidas localizadas y el empaquetamiento de pozos.

que realiza el curso no conoce la Ley de Tránsito aunque debería conocerla por obligación. Los profesores profundizan en la conducción responsable con vehículos de la empresa, pero también en incorporar el respeto férreo a las normas y a la filosofía del Conductor Defensivo en su vida privada y familiar, para que el conductor llegue a destino sin poner en riesgo su vida ni la de los demás.

Además de los cursos, el IAPG creó, en conjunto con la Municipalidad de Comodoro Rivadavia, un teléfono 0-800 para que la comunidad denuncie a conductores de la industria que cometan infracciones de tránsito. Los coches de la industria, así como los colectivos, taxis y remises, deben mostrar una oblea con el número denuncias: el “0800 222 2444 ¿Cómo manejo?”. La valiosa información que se consigue con esta acción ayuda dar cuenta de la realidad vial en la zona.



El IAPG expresó su aporte a la seguridad a través de su mencionada Escuela de Conducción Defensiva, mientras que el Centro de Estudios Médicos Penta se explayó sobre la optimización de la experiencia del paciente y el IRAM habló sobre los cambios de la norma de calidad ISO 9001: 2015. A continuación, la empresa Vientos del Sur desarrolló su experiencia en la optimización en sistemas de iluminación; y la firma INCRO, sobre su sistema de gestión en el marco del Laboratorio de Ensayos Eléctricos.

Jornadas de Calidad en Comodoro Rivadavia

La Seccional Sur del IAPG, ubicada en Comodoro Rivadavia, realizó recientemente la IV Jornada de Calidad “Horacio Grillo”, en la que se dieron cita tanto miembros de





Hacia el final, se entregaron los diplomas de la Certificación de Competencias Laborales a los trabajadores electricistas, en el marco del programa “Petróleo Chubut”. Este programa se generó con el esfuerzo conjunto del IAPG y las operadoras, la Cámara de Servicios Petroleros y los sindicatos (Petroleros Chubut y Petroleros Jerárquicos), y tuvo el aval del Ministerio de Trabajo de la Nación. El objetivo primordial fue certificar los conocimientos de los trabajadores que no terminaron sus estudios secundarios, pero que cuentan con un exhaustivo conocimiento del oficio.

Seccional Comahue: expandirá el Programa de Certificación de Oficios a otras seccionales

Con el fin de comprender en profundidad la exitosa experiencia del Programa de Certificación de oficios que viene desarrollado la Seccional Comahue del IAPG, e implementarlas en su zona de aplicación, las autoridades de la Seccional Río Gallegos convocaron al Ing. Javier González, presidente de la Subcomisión de Calidad de la seccional neuquina, para que expusiera integralmente el proyecto.

La presentación se realizó el 17 de noviembre en el Hotel Patagonia ante referentes de las operadoras, compañías de servicio, sindicatos, autoridades educativas y autoridades políticas, y marcó la piedra de toque para la implementación de este programa en la región Austral.

En su exposición, González, quien se desempeña como ingeniero de Mantenimiento en la Unidad de Negocios Neuquén Gas de YPF, narró desde las generalidades hasta la profundización de cada etapa poniendo énfasis en los requerimientos y las consideraciones que se deben tener en cuenta para el avance del programa.

Además, explicó el alcance y la participación de la Universidad Técnica Nacional (UTN), con la que el IAPG firmó un acuerdo base, durante el desarrollo del Proyecto. También informó que se cumplió la etapa de Certificación de 50 trabajadores del oficio eléctrico, y que se aplicará el Progra-



ma con otros 200 trabajadores de la especialidad eléctrica. Más adelante, se seguirá con la certificación del oficio Mecánico. Para ello, actualmente se trabaja en el desarrollo del mapa del conocimiento necesario.

La Seccional Cuyo del IAPG evaluará la participación de trabajadores del rubro eléctrico para certificar el oficio en el taller de la UTN en Cultral-Co (Neuquén). Las seccionales acordaron seguir en contacto y trabajar para profundizar esta iniciativa.

El Programa

El Programa de Certificación de Oficios surgió del trabajo conjunto de una subcomisión del IAPG Seccional Comahue, con el fin de asegurar los conocimientos de las personas encargadas de desarrollar las actividades relacionadas con el mantenimiento y la operación de plantas y campos petroleros.

De este programa participan empresas operadoras y de servicios, con especialidad en los diferentes rubros a certificar, y profesores de la UTN. Se establecen objetivos-guías, cuyo alcance se transformará en beneficios al sistema productivo: mejora de la seguridad operativa, mejora de la calidad de los servicios, profesionalización de los trabajadores, mejora de nivel de empleabilidad y reconocimiento social e institucional de las competencias laborales adquiridas.



Además, se busca la integración de universidad y empresas, y la nivelación y elevación de las capacidades en las distintas operaciones.

A lo largo de las diferentes etapas de diseño e implementación del programa, se definen los niveles de conocimientos del personal operativo, la estructuración de los exámenes teórico-prácticos, la instalación de talleres, la logística y los recursos económicos de soporte.

La Universidad Tecnológica Nacional, a través de sus Facultades Regionales, se encarga de evaluar las competencias y los conocimientos de cada trabajador por medio de exámenes individuales de extender los certificados. Así, una persona que ha certificado un oficio en una zona del país, podrá hacer valer esta certificación en otra zona.

Más de 300 trabajadores ya recibieron su certificación en oficios eléctricos, mecánicos, instrumentistas y montador de líneas eléctrica a través de este programa. También en montador/mecánico de equipo individual de bombeo, electricista en equipos de torre y operador de planta de gas.

Comahue: nuevo oficio de Operador de Planta

En el marco del Programa de Certificación de Oficios que lleva adelante la Seccional Comahue del IAPG, se presentó ante las autoridades de la Universidad Tecnológica Nacional el nuevo oficio que se certificará: el de Operador de Planta de Gas.



Así, en la sede de la Seccional Comahue, y ante el Comité Asesor Regional Inter Empresario (CARI, formado por las empresas, los miembros del IAPG y los responsables de la UTN-FRN del programa “Certificación de Competencias Laborales”) se presentó el temario de módulos, preguntas teóricas y prácticas in-company, ya que se espera implementarse para 2017.

Por el IAPG Comahue asistieron su Gerente, Carlos Postai; el Titular de la Sub Comisión de Calidad y Mantenimiento del IAPG y el responsable CARI, Ing. Javier González (YPF); y los miembros provenientes de Pluspetrol, Total Austral y Capex. Por parte de la UTN-FRN asistieron los responsables del Programa el Decano, Ing. Pablo Liscovsky, y el Secretario de Vinculación, Ing. Walter Mardones.

Liscovsky se refirió a la continuidad del éxito del programa pese a los desafíos de la realidad energética, y destacó la sinergia entre la Universidad y la Industria.

Por su parte, Mardones realizó una presentación del avance del nuevo Centro de Certificación y Capacitación de Oficios en marcha, bajo convenio con la Municipalidad de Cutral Có (Neuquén), próximo a inaugurarse. El edificio tiene una superficie cubierta de 1.100 m² (casi el triple del anterior taller), que por comodato será propiedad de la UTN y allí se instalarán los oficios.



Torneo de fútbol en Seccional Comahue

El fin de año trajo aparejados los desafíos deportivos en la Seccional Comahue del IAPG, que realizó, como ya es una tradición para estas fechas, el Torneo de Fútbol en tres ca-



tegorías: Libre, Femenino y Veteranos, con la participación de las empresas socias.

Realizado en las instalaciones del Complejo Deportivo “La Candelaria”, este año participaron 25 equipos, en las modalidades “Fútbol 9” y “Fútbol 5”.

Al finalizar las categorías Femenino y Veteranos, los resultados fueron los siguientes:

En la categoría Femenino fue campeón Halliburton Argentina SRL; subcampeón resultó DLS Argentina Ltd.



En la categoría Veteranos fue campeón Calfrac Well Services Argentina Ltda., y subcampeón Y-SUR Energía Argentina SRL.

En categoría Libre, resultó vencedor A.E.S.A., con BM Inspecciones en el 2º puesto, Halliburton Mantenimiento en el 3º; y Halliburton Depósito en el 4º.

Al finalizar se entregaron las copas, medallas y premios a la portería menos vencida; y al goleador de la categoría correspondiente. Luego, se realizó un cóctel de camaradería con los participantes.



Final de baloncesto en Neuquén

Otra contienda deportiva organizada por la Subcomisión de Deportes de la Seccional Comahue del IAPG, con el auspicio de la firma MD SRL, fue el torneo anual de baloncesto para las empresas asociadas.

Se realizaron nada menos que 19 apasionantes encuentros, y la final enfrentó a los equipos de Edvsa y Pampa Energía S.A., en un encuentro tan vibrante y ajustado que debió definirse en tiempo suplementario.



Finalmente, Edvsa se coronó campeón y fue saludado calurosamente por la numerosa barra de hinchas que se dio cita en el estadio del Club Independiente para brindar apoyo.

Las autoridades de la Subcomisión de Deportes entregaron a los finalistas los premios obtenidos, consistentes en copas y medallas. Hubo un agradecimiento especial para Eduardo D'Amico, coordinador de la actividad, y un cóctel con pernil para finalizar el evento.



Profesionales & consultores



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.

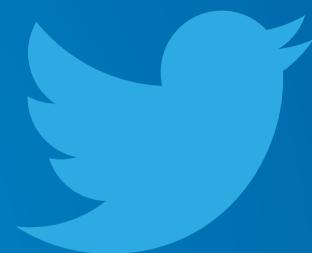
Informes: Tel.: (54-11) 5277-4274 Fax: (54-11) 4393-5494
E-mail: publicidad@petrotecnia.com.ar

ESTAMOS PARA QUE NOS ENCUENTRES

EL INSTITUTO ARGENTINO DEL PETRÓLEO Y DEL GAS
AHORA EN TUS REDES SOCIALES



facebook.com/IAPGinfo
facebook.com/IAPGEduca



@IAPG_info
@IAPGEduca



youtube.com/IAPGinfo



INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

www.iapg.org.ar

Cursos de actualización 2016

OCTUBRE

TALLER DE BOMBEO MECÁNICO

Instructor: *P. Subotovsky*

Fecha: 11 al 14 de octubre. Lugar: Buenos Aires

ESTIMACIÓN PROBABILÍSTICA DE RESERVAS Y ANÁLISIS DE RIESGO GEOLÓGICO

Instructor: *C. E. Cruz*

Fecha: 11 al 14 de octubre. Lugar: Buenos Aires

INGENIERÍA DE RESERVORIOS DE GAS

Instructor: *J. Rosbaco*

Fecha: 17 al 21 de octubre. Lugar: Buenos Aires

INTRODUCCIÓN A LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO

Instructores: *L. Stinco, A. Liendo, M. Chimienti, P. Subotovsky y A. Heins*

Fecha: 17 al 21 de octubre. Lugar: Buenos Aires

INTRODUCCIÓN AL PROJECT MANAGEMENT. OIL & GAS

Instructores: *N. Polverini y F. Akselrad*

Fecha: 19 al 21 de octubre. Lugar: Buenos Aires

INGENIERÍA EN OLEODUCTOS Y POLIDUCTOS TRONCALES

Instructor: *M. Di Blasi*

Fecha: 24 al 26 de octubre. Lugar: Buenos Aires

PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ELÉCTRICAS Y PUESTA A TIERRA

Instructor: *D. Brudnick*

Fecha: 25 y 26 de octubre. Lugar: Buenos Aires

TRANSITORIOS HIDRÁULICOS EN CONDUCTOS DE TRANSPORTE DE PETRÓLEO

Instructor: *M. Di Blasi*

Fecha: 27 y 28 de octubre. Lugar: Buenos Aires

PROCESAMIENTO DE GAS NATURAL

Instructores: *C. Casares, E. Carrone, P. Boccardo, P. Albrecht, M. Arduino y J. M. Pandolfi*

Fecha: 31 de octubre al 2 de noviembre.

Lugar: Buenos Aires

NACE – PROGRAMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA Nivel 1: Ensayista de Protección Catódica

Instructores: *H. Albaya y G. Soto*

Fecha: 31 de octubre al 5 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

NOVIEMBRE

DOCUMENTACIÓN DE INGENIERÍA PARA PROYECTOS Y OBRAS

Instructor: *D. Brudnick*

Fecha: 3 al 4 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

EVALUACIÓN DE FORMACIONES

Instructor: *L. Stinco*

Fecha: 7 al 11 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

NACE – PROGRAMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA Nivel 2: Técnico en Protección Catódica

Instructores: *H. Albaya y G. Soto*

Fecha: 7 al 12 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

TALLER DE ANÁLISIS NODAL

Instructor: *P. Subotovsky*

Fecha: 14 al 17 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

EVALUACIÓN DE PROYECTOS 2. RIESGO, ACELERACIÓN Y MANTENIMIENTO-REEMPLAZO

Instructor: *J. Rosbaco*

Fecha: 14 al 18 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

FLUIDOS DE PERFORACIÓN Y CONTROL DE SÓLIDOS

Instructor: *B. Paiuk*

Fecha: 14 al 18 de noviembre. Lugar: Neuquén

LA CORROSIÓN MICROBIOLÓGICA: ASPECTOS BÁSICOS, CASOS Y EXPERIMENTOS

Instructor: *M. F. de Romero*

Fecha: 21 al 25 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

TALLER DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

Instructor: *P. Subotovsky*

Fecha: 22 al 25 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

INTRODUCCIÓN A LA INDUSTRIA DEL GAS

Instructores: *C. Casares, J. J. Rodríguez, B. Fernández, E. Fernández y O. Montano*

Fecha: 22 al 25 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

EVOLUCIÓN ECONÓMICO FINANCIERA DE UN ACTIVO PETROLERO

Instructor: *C. Topino*

Fecha: 29 y 30 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

PROCESAMIENTO DE CRUDO

Instructores: *E. Carrone, C. Casares y P. Boccardo*

Fecha: 29 y 30 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

PROJECT MANAGEMENT WORKSHOP. OIL & GAS

Instructores: *N. Polverini y F. Akselrad*

Fecha: 29 de noviembre al 1 de diciembre. Lugar: Buenos Aires

DICIEMBRE

TALLER PARA LA UNIFICACIÓN DE CRITERIOS PARA LA EVALUACIÓN DE RESERVAS

Instructor: *J. Rosbaco*

Fecha: 1 y 2 de diciembre. Lugar: Buenos Aires

SISTEMAS DE TELESUPERVISIÓN Y CONTROL SCADA

Instructores: *D. Brudnick*

Fecha: 1 y 2 de diciembre. Lugar: Buenos Aires

El IAPG Houston con el ganador de la Beca "Claudio Manzolillo"



El ganador de la Beca se reunió con las autoridades del IAPG Houston, quienes lo felicitaron por su progreso. Su nombre es Leopoldo Ruiz y está estudiando un posgrado en Petróleo con Especialización en Desarrollo de No Convencionales en la Universidad de Texas en la capital esta-



tal, Austin. "Tiene muy buenas notas (95/100) y es, junto con otros dos chicos de Colombia y México, de los pocos representantes latinoamericanos en este programa", explicó Guillermo Hitters, presidente del IAPG Houston hasta agosto último.

El IAPG Houston ofrece cada año su Programa de becas "Claudio Manzolillo" para estudiantes argentinos que deseen estudiar un posgrado en carreras técnicas relacionadas con los hidrocarburos (petróleo y gas), Geociencias (Geología y Geofísica), o Ingeniería ambiental, en universidades de los Estados Unidos; y que ya hayan sido admitidos por las casas de estudios para el período lectivo siguiente.

Los estudiantes deben ser ciudadanos argentinos y tener, al menos, un año de experiencia laboral en la industria. La Beca completa consiste en un monto de USD10.000 anuales para pagos escolares del candidato seleccionado que vaya a comenzar su perfeccionamiento, y otra de USD5.000 para otro postulante seleccionado que ya se encuentre a mitad del perfeccionamiento.

Para más información sobre la beca: <http://www.iapg-houston.org/scholarship/scholarship-information>

Happy hour de los Young Professionals

Unos 40 jóvenes profesionales se reunieron el 10 de noviembre último para celebrar el tercer *happy hour*, y el último del año de la comisión de Young Professionals de IAPG Houston.

Creado recientemente, este grupo de trabajo tiene como misión ofrecer un foro multidisciplinario para los profesionales de hasta 35 años de edad que trabajen en la industria del petróleo y del gas, con foco laboral en la Argentina o en sus mercados relacionados, con el fin de facilitar el desarrollo de su carrera a través de programas educativos, técnicos, de negocios; y una red útil de contactos laborales.

La reunión que consistió en un cóctel se realizó en Kirby Ice House, Upper Kirby.



ÍNDICE DE ANUNCIANTES



3M	37	METALURGICA SIAM	18
AESA	19	MWH ARGENTINA	12
ANTARES NAVIERA	24	PAN AMERICAN ENERGY	RETIRO DE TAPA
AXION ENERGY	59	PECOM SERVICIOS ENERGIA	41
BIVORT	31	PETROCONSULT	54
COMPAÑÍA MEGA	25	SCHLUMBERGER ARGENTINA	13
DEL PLATA INGENIERIA	23	SCHNEIDER ELECTRIC	55
ENSI	29	SERVIUR	77
FINNING	73	SHALE EN ARGENTINA	97
FORO IAPG	86	SWISS MEDICAL/ECCO EMERGENCIAS	51
FUNCIONAL	27	TECPETROL	43
GABINO LOCKWOOD	35	TOTAL	9
GIGA	114	TRANSMERQUIM ARGENTINA	CONTRATAPA
HALLIBURTON ARGENTINA	15	TUBHIER	47
IBC- INTERNATIONAL BONDED COURIERS	102	VALMEC	45
INDURA ARGENTINA	39	WPC	87
INDUSTRIAS JUAN F. SECCO	63	YPF	7
INDUSTRIAS QUILMES	34	ZOXI	49
IPH	50		
KAMET	RETIRO DE CONTRATAPA	Suplemento Estadístico	
KERUI	22	INDUSTRIAS EPTA	CONTRATAPA
MARSHALL MOFFAT	21	INGENIERIA SIMA	RETIRO DE TAPA
MARTELLI ABOGADOS	48	VARSTAT	RETIRO DE CONTRATAPA

*Hay una nueva forma de experimentar
la seguridad en el calzado.*

KAMET GRAVITY®



- ▲ *Punteras de Aluminio*
- ▲ *Suela Deportiva*
- ▲ *Diseños de Vanguardia*

DAMONT GRV 532



**SUPERA
TUS LIMITES**



KAMET®
CALZADO de SEGURIDAD

Seguinos en   

www.kamet.com.ar

SECURITY SUPPLY S.A.
Cnel. Sayos 2753 (B1822CFI)
Valentín Alsina
Buenos Aires / Argentina
(+5411) 4208-1697
info@kamet.com.ar



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

