

PETROTECNIA

iAPG
6 | 14

Revista del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas. | ISSN 0031-6598 | AÑO LV | DICIEMBRE 2014

IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos



Media sponsor de:



Fundación PROCAP, Comodoro Rivadavia.
PAE asiste a Pymes y emprendedores
brindando capacitación, asistencia técnica
y financiación para mejorar su gestión.



PRESENTES EN TU HISTORIA.

El petróleo no es sólo combustible: es la energía que potencia la historia de la Fundación PROCAP de Comodoro Rivadavia y la de todos los argentinos. Siempre, en cada momento. Por eso, en 2014 estamos invirtiendo U\$S 1.500 millones para seguir incrementando la producción de petróleo y gas, y contribuir al desarrollo energético de nuestro país.

Pan American
ENERGY

Más que petróleo.

www.pan-energy.com



Llegamos al final de un extenuante 2014, año lleno de una intensa actividad para el IAPG, ya que fue el año en que las operadoras en el país realmente avanzaron en esta nueva vía que se abre con los recursos no convencionales en la Argentina.

Lo hemos comprobado a través de las numerosas actividades de este Instituto que, mediante sus comisiones, protagonizó cada ámbito de la actividad de la industria.

También, a través de cursos especializados, los cuales incluyen temáticas sobre convencionales y sobre no convencionales.

Y, finalmente, a través de eventos de la talla de la Oil & Gas Energía Patagonia, la OGE, organizada por el IAPG, acompañada por el Congreso de Perforación, Terminación, Reparación y Servicio de Pozos, cuyo eje principal fue la perforación relacionada con no convencionales, y los desafíos diarios, que deben resolverse si queremos acelerar la curva de aprendizaje.

Otro de los grandes eventos que realizamos fue Conexplo, el IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, con foco en la compleja tarea de hallar los hidrocarburos y que este año inauguró un simposio sobre No Convencionales para tratar el tema en profundidad, con la excelencia de los profesionales que asisten y exponen.

Este número de *Petrotecnica* ofrece, precisamente, los trabajos premiados en el congreso geológico.

Además, una nota técnica dedicada a la eficiencia energética, a la cual consideramos, como solemos repetir, una fuente de energía de características gigantescas. Y que no dejaremos de lado en 2015, porque la búsqueda de la energía es tan importante como su cuidado.

Ese es uno de nuestros objetivos.

¡Hasta el próximo año!
Ernesto A. López Anadón

Sumario



Tema de tapa | IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos

08 Estadísticas

Los números del petróleo y del gas
Suplemento estadístico

Tema de tapa



10

■ “Romper paradigmas implica una revolución tecnológica, de ideas y de pensamientos”

El resonante éxito del congreso geológico más importante de la región, el IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, realizado en Mendoza en noviembre de 2014.



24

■ Caracterización del reservorio en el basamento cristalino de la cuenca neuquina. Productividad récord desde rocas granitoides, caso del Octógono fiscal, Activo Plaza Huincul-Cutral Có

Por *Diego Velo, René Manceda, Fernando Creus, Rodrigo Ugarte, Diego Narrillos y Lucía Ciancio (YPF S.A.); Oscar Pioli (SAT S.R.L.) y Mario Mallaviabarrena (Nova Energy)*. Premio Luis Rey del IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos.



44

■ Vaca Muerta, desde el cubo sísmico al Modelo Geomecánico

Por *José Luis Capuano (Capex S.A.)*. 1° Premio del Simposio de Geofísica del IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos.



60

■ Litología y TOC precisos obtenidos con una herramienta de espectroscopía de rayos Gamma inducidos: dos grandes desafíos en reservorios de shale

Por *Laurent Mosse, Eric Decoster, Jim Grau, Jack Horkowitz (Schlumberger), Luz Mery Rodriguez, Enrique Chiapello (Total Austral), Laurent Lambert, Jean-Pierre Leduc, (Total E&P- France)*. 1° Premio del Simposio de Evaluación de Formaciones del IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos.



82

■ Inyección de agua en reservorios shale oil. El impacto de los fenómenos capilares sobre la producción

Por *Marcelo Crotti e Inés Labayén (INLAB S.A.)*. 1° Premio del Simposio de Recursos No Convencionales del IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos.



92

■ Un paso hacia adelante en la integración horizontal. Los SIG como un nodo articulador en el espacio corporativo

Por *Néstor David Elena (Pluspetrol S.A.)*. 1° Premio de las V Jornadas de Geotecnología del IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos.



98

■ **Evaluación del potencial hidrocarburífero en un área madura. Cuenca Austral; República Argentina**

Por *Pamela Alli, Noelia Auciello, Francisco Carrera, Luciano Galeffi, Lorena Sovarzo, Griselda Valenti* (Facultad de Ciencias Naturales y Museo, Universidad Nacional de La Plata, FCNYM UNLP). Coordinador: Prof. Adjunto de la Cátedra de Geología de Combustibles, *Lic. Martín Noya*.

1° Premio del Programa de Becarios del IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos.

Notas técnicas



102

■ **Regulación del termostato: un modo simple y racional de ahorrar energía en calefacción y refrigeración**

Por *Roberto Prieto* (Gerencia de Distribución de ENARGAS) y *Salvador Gil* (Gerencia de Distribución de ENARGAS y Universidad Nacional de San Martín, ECyT).

Un estudio que analiza cómo una gestión racional y adecuada de los termostatos en invierno podría ahorrar tanta energía como la que se genera en Atucha y Embalse combinadas.



110

■ **Vaca Muerta, del campo al ensayo mecánico de laboratorio. Diseño de celda triaxial para obtención de parámetros geomecánicos de calibración.**

Por *Agustín Sosa Massaro, Silvia Barredo, Marina Drosina y Facundo Bergese* (Departamento de Ingeniería del Petróleo. Instituto Tecnológico de Buenos Aires, ITBA); y *Pablo Leslabay, Santiago Blanco y Federico Paterlini* (Departamento de Ingeniería Mecánica, ITBA).

Un aporte al estudio de los modelos geomecánicos en yacimientos no convencionales del tipo shale *oil/gas*, partiendo del estudio regional de la Cuenca Neuquina, con un enfoque centrado en el análisis de las rocas que componen la Formación Vaca Muerta.

Actividades



118

■ **El IAPG hace sociales**

Por *Lic. Betina Suárez*

Una invitación a conocer el mapa de redes sociales en las que estamos presente; nuevos canales para el mismo objetivo de siempre: estar conectados.



120

■ **Congresos y Jornadas**

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

- 124 **Novedades de la industria**
- 133 **Novedades desde Houston**
- 134 **Novedades del IAPG**
- 137 **Cursos de actualización 2015**

138 **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)

INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

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

Diseño, diagramación y producción gráfica integral

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

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

Año LV N° 6, diciembre de 2014

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.

Foto de tapa: Gentileza de Javier Saberio

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: \$ 580

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

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
- 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, 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, notas técnicas-INTI
- Accésit 2011, notas técnicas-CONICET
- Accésit 2014, notas científicas
- 2° Accésit 2010, 2011, 2012, notas de bien público
- 2° Accésit 2010, en el área de revistas pertenecientes a instituciones

Comisión Directiva 2014-2016

CARGO

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

EMPRESA

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

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

WINTERSHALL ENERGIA S.A.
COMPAÑIA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A. (CGC)
SIDERCA S.A.I.C.
PETROQUIMICA COMODORO RIVADAVIA S.A. (PCR)
SCHLUMBERGER ARGENTINA S.A.
BOLLAND Y CIA. S.A.
REFINERIA DEL NORTE (REFINOR)
TECNA S.A.
DLS ARGENTINA LIMITED - Sucursal Argentina
CAMUZZI GAS PAMPEANA S.A.
DISTRIBUIDORA DEL GAS DEL CENTRO-CUYO S.A. (ECOGAS)
HALLIBURTON ARGENTINA S.R.L.
GASNOR S.A.
ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A.
LITORAL GAS S.A.
A- EVANGELISTA S.A. (AES)
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. Ronaldo Batista Assunção
Sr. Henry Nicola
Cont. Javier Gremes Cordero
Ing. Horacio Carlos Cristiani
Ing. Daniel Alejandro Ridelener
Ing. Rodolfo Eduardo Berisso
Ing. Ricardo Aguirre
Sr. Jean Marc Hosanski

Cont. Gabriel Alfredo Sánchez
Ing. Juan Carlos Pisanu
Ing. Sergio Mario Raballo
Lic. Marcelo Nuñez
Sr. Horacio Cester
Ing. Daniel Néstor Rosato

Cont. Gustavo Albrecht
Dr. Santiago Marfort
Ing. Javier Mariano Martínez Álvarez
Ing. Miguel Angel Torilo
Ing. Abelardo Gallo Concha
Ing. Adolfo Sánchez Zinny
Ing. Daniel Omar Barbería
Sr. Jorge Sgalla
Ing. Eduardo Michieli
Ing. Juan José Mitjans
Sr. Enrique Jorge Flaiban
Lic. Fernando Rearte
Lic. Rodolfo H. Freyre
Ing. Claudio Aldana Muñoz
Ing. Ricardo Alberto Fraga
Ing. Alberto Francisco Andrade Santello
Lic. Federico Medrano
Ing. Carlos Alberto Vallejos
Sr. Marcelo Horacio Luna
Ing. Gustavo Eduardo Brambati

Alterno

Sra. Silvana Oberti
Dr. Diego Saralegui
Ing. Daniel A. Santamarina
Ing. Daniel Alberto Perrone
Ing. Martín Yañez
Ing. José Alberto Montaldo
Ing. Fernando José Villarreal
Ing. Guillermo M. Rocchetti
Sr. José Luis Fachal
Dra. Gabriela Roselló
Ing. Héctor Raúl Tamanini
Lic. Marcelo Eduardo Rosso
Ing. Jorge M. Buciak
Lic. Rafael Alberto Rodríguez Roda

Sr. Dardo Oscar Bonín
Ing. Julio Shiratori
Lic. Gustavo Oscar Peroni
Ing. Carlos Gargiulo
Ing. Daniel N. Blanco
Lic. Mariano González Rithaud
Sr. Jorge Meaggia
Ing. Ignacio Javier Neme
Ing. Gustavo Rafael Mirra
Ingr. Gerardo Francisco Maioli
Ing. Jorge Ismael Sánchez Navarro
Lic. Roberto Meligrana
Cont. Daniel Rivadulla
Lic. Miguel Guillermo Euwe
Ing. Jaime Patricio Terragosa Muñoz
Dr. Hernán Flores Gómez
Ing. José María González

Vocales Suplentes

Revisores Cuentas Titulares

Revisores Cuentas Suplentes

Como todo en la vida,
para seguir creciendo
hay que hacerse de abajo.

ypf.com.ar

ORGULLOSOS
DEL PRODUCTO
DE NUESTRO SUELO

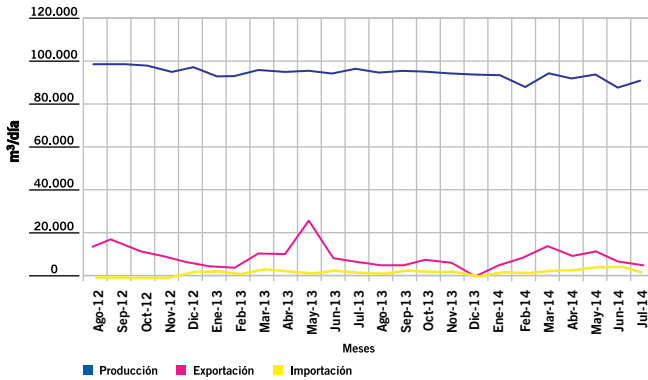
YPF

LOS NÚMEROS DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

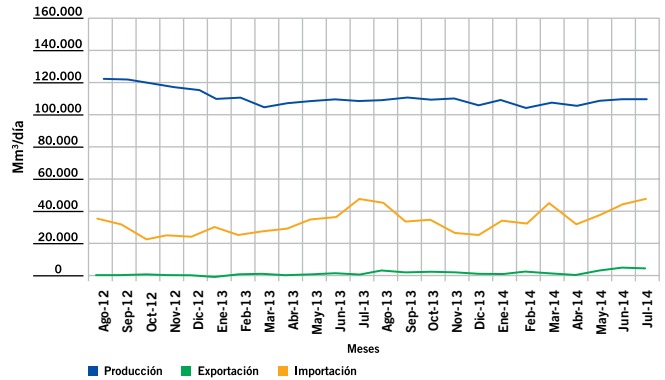


www.foroiapg.org.ar
 Ingrese al foro de la
 industria del petróleo y del gas

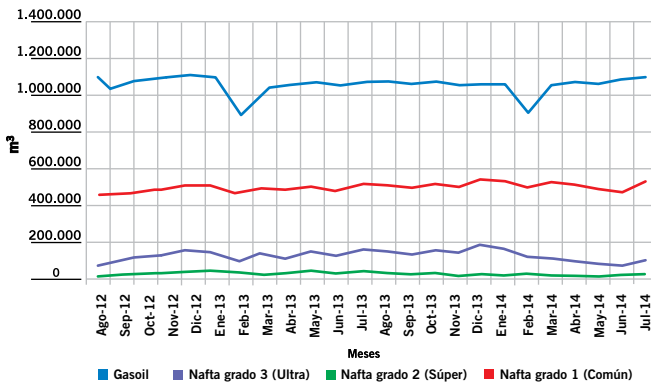
Producción de petróleo vs. importación y exportación



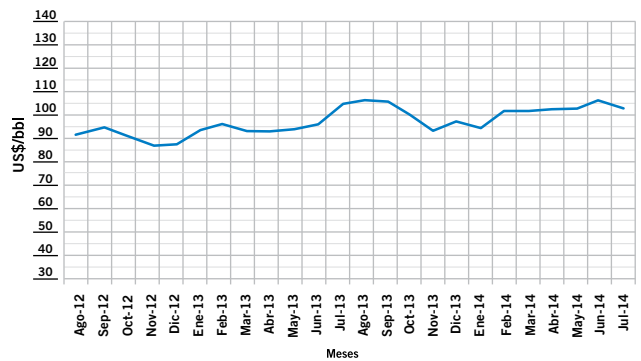
Producción de gas natural vs. importación y exportación



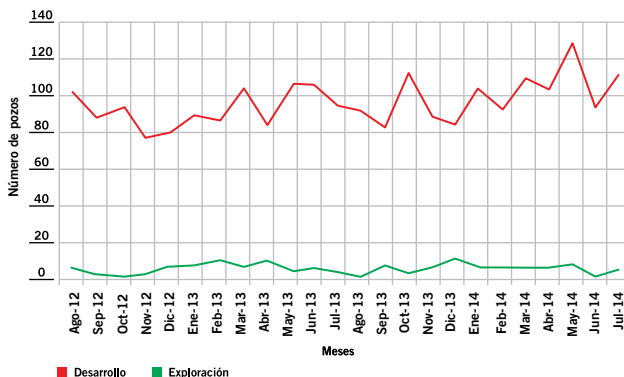
Ventas de los principales productos



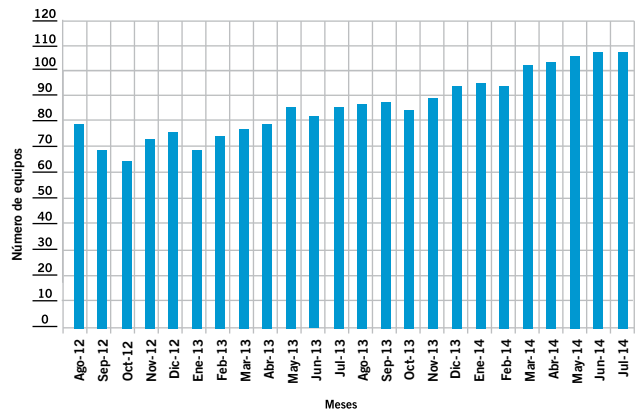
Precio del petróleo de referencia WTI



Pozos perforados



Cantidad de equipos en perforación



Nuestro desafío

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

Para todo ello nuestra energía es inagotable.

www.total.com



Total Austral, más de 30 años en Argentina



“Romper paradigmas implica una revolución tecnológica, de ideas y de pensamientos”

Con el resonante éxito del congreso geológico más importante de la región, el IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, el IAPG dio paso a una renovada etapa en las geociencias del país, con miras a jugar un papel importante en la matriz energética local y una inserción firme en el mercado internacional.

El IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, realizado por el IAPG en la Ciudad de Mendoza del 3 al 7 de noviembre último, tuvo un gran éxito y mostró a una industria preparada y optimista, con las esperanzas puestas sobre todo en los no convencionales, pero también en los campos maduros; con una asistencia récord que se interesó en los numerosos y exhaustivos estudios sobre los reservorios nacionales.

Así lo transmitieron al cierre, tras una semana de intensa actividad, los miembros del Comité Organizador del evento, presidido por el Dr. Juan Soldo, y cuyos resultados enumeró el tesorero del Comité, el Lic. Enrique Chiappello:



IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos

IAPG INSTITUTO ARGENTINO DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

Conferencia 77th EAGE Conference & Exhibition 2015 Student Programme que se realizará en Madrid, España, en junio de 2015.

- Se realizaron 237 presentaciones, cuatro mesas redondas, 60 pósters y la novedosa presentación de una transecta, para la cual colaboraron nueve empresas (ver recuadro).
- Hubo tres salas de visualización y seis de trabajo.
- Se realizaron tres viajes de campo -con más de 40 inscriptos-, y cinco cursos.
- Unas 180 empresas participaron del congreso, con 450 m² cubiertos para 50 stands.
- Desde el sponsoreo institucional, se contó con el auspicio de la AAGGP (Asociación Argentina de Geólogos y Geofísicos Petroleros), la AAPG (American Association of Petroleum Geologists), la AGM (Asociación Geológica de Mendoza), la SEG (Society of Exploration Geophysicists), la EAGE (European Association of Geoscientists and Engineers), la SPWLA (Society of Petrophysicists and Well Log Analysts) y de la OFEPHI (Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos).

El Congreso fue inaugurado por las máximas autoridades provinciales, entre ellas el gobernador de Mendoza, Francisco Pérez, y el Ministro de Energía del Gobierno de Mendoza, Marcos Zandomeni.



- Al menos 1.298 personas participaron del Congreso.
- De entre ellos, 125 eran estudiantes; 30 de ellos, becados por el Programa, provenientes de la Universidad de Buenos Aires, de la Universidad Nacional de La Plata, de la Universidad Nacional de Salta, de la Universidad Nacional de Córdoba, de la Universidad Nacional de Cuyo, de la Universidad Nacional de Río Negro, de la Universidad Nacional de Rosario, de la Universidad Nacional de San Juan, de la Universidad Nacional del Sur, de la Universidad Nacional del Comahue, de la Regional Mendoza de la Universidad Tecnológica Nacional; y de la Universidad Nacional de la Patagonia San Juan Bosco. Del exterior, concurrieron estudiantes de la Universidad Simón Bolívar de Venezuela, la canadiense Universidad de Calgary y de las estadounidenses Universidad de Miami y Universidad de Oklahoma.
- Varios de los alumnos participaron de un concurso de la EAGE (European Association of Geoscientists and Engineers) y tres de ellos, alumnos de la Universidad Nacional del Comahue, ganaron el derecho a asistir a la

Durante los últimos tres años, el Comité Organizador dentro del IAPG para la realización de este congreso, estuvo presidido por Juan Soldo, parte de cuyo discurso inaugural destacamos a continuación:

“Este es el evento más importante en Geociencias aplicadas a la exploración y desarrollo de petróleo y gas de la Argentina, y nos reúne cada tres años para compartir experiencias, conocimiento y resultados en la búsqueda de hidrocarburos. Lo más importante de este congreso son todos los geocientistas presentes, y que trabajan día a día con el mayor de los esfuerzos en post del progreso energético de nuestro país”.

“Estamos hoy abriendo este congreso en la provincia de Mendoza, provincia petrolera, obteniendo el apoyo de las autoridades provinciales, tenemos récord de inscriptos, récord histórico en presentación de trabajos técnicos, y como dato para destacar: se organizó por primera vez el Simposio de Recursos No Convencionales, en un debate verdaderamente abierto”.

“Hoy la urgencia energética nos obliga a cortar con modelos perimidos, y nos obliga a re-enfocar nuestras estrategias. Es necesario buscar métodos superadores a los conocidos para obtener resultados que satisfagan la demanda energética que se tiene y que, incluso, proyecten estrategias a futuro”.

Reservas y el contexto mundial

“El mundo está en constante crecimiento y permanentemente consume energía. En la década del 70, el mundo tenía 4.000 millones de habitantes, y para 2014 se llegó a los 7.300 millones. En ambos casos, la matriz energética siempre estuvo apoyada en los hidrocarburos, donde se destacó el crecimiento de la generación de energía proveniente del gas. La Argentina no escapa a esto y mantiene su matriz energética apalancada en un 85% por los hidrocarburos. La demanda de energía mundial seguirá en progresivo aumento. Por eso, es imperativo analizar la evolución de las reservas de petróleo y de gas a nivel mundial para entender el contexto energético.

“Las reservas mundiales de petróleo se mantienen en constante crecimiento, pasando de 1.040 Bb en 1993 a casi 1.700 Bb en el 2013. Como se observa, los países que lideran las reservas, pertenecen al medio oriente, mientras que en la última década América del Sur ha incrementado sus reservas en casi 12 puntos, impulsada por los descubrimientos pre-salinos del *offshore* de Brasil e incorporación de reservas provenientes de Venezuela. El incremento de producción de petróleo en 2013 a nivel mundial fue de 1,9 millones de barriles diario; Estados Unidos es el país que más creció en producción de crudo, al registrar un histórico crecimiento de 1 millón de barriles por día. El mundo



NORPATAGONICA

Líderes en la provisión de Servicios, Productos Químicos, Revestimientos Anticorrosivos e Insumos para todas las industrias, en especial la de Oil & Gas.



- » Secados de gasoductos.
- » Pruebas de hermeticidad y resistencia.
- » Dosificación de productos químicos en yacimientos y plantas.
- » Limpieza industrial.
- » Limpiezas mecánicas y/o químicas.
- » Tratamiento de Petróleo, Gas y Agua.
- » Transporte de sustancias peligrosas.
- » Bombeos de alta y baja presión.

FIBERWARE » Revestimiento de cañerías «

Ruta 7 - Parque industrial Neuquén - Neuquén (8300) - Argentina - Tel: + 54 (299) 4413033 - 4413052

E-mail: info@norpatagonica.com / www.norpatagonica.com.ar



Una historia de innovación en ingeniería

Schlumberger ha trabajado en Argentina durante más de 80 años compartiendo sus mejores prácticas y aprendiendo a superar los desafíos de la industria de los hidrocarburos: inclusive los desafíos de los recursos no convencionales. Hoy, continuamos con nuestro compromiso de fomentar la innovación tecnológica para mejorar el rendimiento de nuestros clientes.

Con una inversión de 1200 millones de dólares en investigación y desarrollo en 2012 y 125 centros de investigación e ingeniería en el mundo, Schlumberger sigue dedicada al desarrollo de tecnologías avanzadas que ayuden a sus clientes a enfrentar los desafíos de hoy, de mañana y de los próximos 80 años.

Para más información visite
slb.com

Schlumberger



La exploración en la Argentina

“Tras el descubrimiento del yacimiento Campamento Central en el Flanco Norte de la cuenca del Golfo de San Jorge en 1907, al año siguiente se incorporó como cuenca productiva la Cuenca Neuquina, con el hallazgo en Plaza Huincul del yacimiento Campamento Uno. Ya en los años ´20 se incorporó la tercera cuenca productiva en Argentina: la Cuenca del Noroeste, con el descubrimiento de los yacimientos Ramos y Tranquitas. En la década del ´30 se descubrieron los primeros campos en la Cuenca Cuyana, y en la década del ´40 sucede lo mismo con la Cuenca Austral. Ya en el 50, se inicia la etapa de incorporación masiva de reservas en Argentina, con descubrimientos en campos como: Cerro Dragón, Vacas Muertas, El Medanita, 25 de Mayo, Puesto Hernández, Chihuido, Valle Hermoso, Cañadón Escondido, Vizcacheras, San Sebastián, Cándor. La década del ´70 marca una entrada muy significativa en reservas de gas, a tal punto que se la conoce como la “década del gas”, donde entra el único gigante de gas del país: Loma de la Lata. Hace apenas dos años se incorpora formalmente una reserva de petróleo proveniente de lutitas de la Formación Vaca Muerta”.

consume aproximadamente 90 millones de barriles diarios, y se destaca un incremento de consumo en Asia, fundamentalmente en China (5% de incremento) y Japón (6,5% de incremento)”.

“Las reservas mundiales de gas, presentan el mismo comportamiento que las de petróleo, con un crecimiento de 4.110 tcf en 1993 a 6.500 tcf en el año 2013. Hacia el año 2013, Europa y Eurasia presentan el mayor crecimiento regional a nivel mundial, donde los países más destacados son Rusia, el Reino Unido y Noruega. El incremento de producción de gas en el último año a nivel mundial fue del 2%; nuevamente fue Estados Unidos el país que más creció, fundamentalmente por los recursos No Convencionales tipo *shale gas*. El consumo de gas se incrementó en los países asiáticos, y China es el país que más consume en cantidad en esa región. La Argentina se destaca en América del Sur como uno de los países que más gas consumen *per cápita*”.

“En la Argentina se han perforado una totalidad de 7.100 pozos exploratorios a lo largo de su historia. El mayor promedio anual de pozos perforados se encuentra entre las décadas del ´60 y del ´90 inclusive, con una marcada caída entre los años 2001 y 2009, por varios factores dentro y fuera del país. Desde 2010 en adelante, se observa una tendencia creciente en la cantidad de pozos exploratorios, incentivado por la exploración de reservorios no convencionales, como veremos más adelante”.

“Las reservas tanto de gas como de petróleo, presentan un incremento muy importante a partir de la década del ´60, observándose un crecimiento menor en los últimos 15 años. Actualmente, nuestro país posee alrededor de 94.000 millones de barriles de reserva 2P de petróleo y cerca de



AESA | **65**
Años

CONSTRUYENDO JUNTOS EL FUTURO CON ENERGÍA

INGENIERÍA
FABRICACIÓN
CONSTRUCCIÓN
SERVICIOS

aesa.com.ar

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





bien se observa una menor declinación de producción en los últimos años, impulsada por el desarrollo de no convencionales, y de campañas más agresivas de desarrollo de reservas”.

La Argentina y los convencionales

“Con respecto a las perspectivas de recursos disponibles en los reservorios convencionales, podemos decir que uno de los factores más importantes a considerar es el aumento del factor de recuperación de los yacimientos actualmente en producción mediante la optimización de los proyectos de recuperación secundaria y la puesta en marcha de sistemas de recuperación terciaria. Aumentar solamente un 0.1% el factor de recuperación solo en los yacimientos de las cuencas Cuyana, Neuquina y Golfo de San Jorge, implicaría incorporar reservas aproximadamente igual a 225 MMboe”.

102tcf de reserva 2P de gas. En lo que respecta a la producción de hidrocarburos en nuestro país, la producción actual de petróleo es de unos 177 mil barriles/día, alcanzándose el pico de producción entre los años 1997 y 1999”.

“Por otro lado, actualmente la Argentina produce alrededor de 1.4 tcf de gas, alcanzando el pico de producción entre los años 2004 y 2007 con casi 1.8 tcf. En ambos casos, según datos de la Secretaría de Energía de la Nación, tanto para el petróleo como para el gas, la producción ha caído de manera sistemática desde principios del año 2000, si

“Como venimos analizando, los grandes descubrimientos se realizaron entre las décadas del ‘50 al ‘80. La gran mayoría de la incorporación de reservas posteriores a esta racha positiva, proviene de la perforación de pozos de *appraisal*, donde el uso de herramientas geofísicas y en especial de la interpretación sísmica 3D, fueron protagonistas importantes en la estrategia de locación de los pozos. Por otro lado, está claro que, geográficamente hablando,

ZOXI

15
ANIVERSARIO
1999 - 2014

LIDER EN REVESTIMIENTOS ANTICORROSIVOS DE ALTA PERFORMANCE

Revestimiento Z-FBE y ZAP-10 | Centralizadores Inyectado | Liner PEAD | Ultratubo | Imagen Corporativa



- Revestimiento Interior ZAP-10 / ZFBE en cañerías para pozos de producción e inyección (tubing / casing)
- Revestimiento exterior ZPE80 en tubing para pozos de producción e inyección
- Revestimiento interior ZAP-10 en barras de perforación nuevas y usadas
- Recuperación de tubing: Revestimiento interior y/o exterior PEAD ZPE80 en tubing usados para empleo de líneas de conducción

- Revestimiento interior ZAP-10 y/o exterior ZPE80 en cañería nueva o usada para líneas de conducción
- Revestimiento interior ZFBE en cañerías y accesorios de superficie (Preamados de Plantas, PIAS, PTC, Baterías)
- Revestimiento ZFBE y/o centralizado ZK-32 en varillas de bombeo nuevas y usadas.
- Fabricación de Señalización Industrial e Imagen Corporativa



SGS
Sistema de Gestión de Calidad
Certificado desde Enero del 2002

Base Neuquén: Lote 2 Manzana N - Parque Industrial Este
Tel/Fax: 0299 445 7000 - Neuquén / Nqn - CP 8300

Base Comodoro Rivadavia: Calle 815 Acceso Sur
Tel/Fax: 0297 406 0004 - Chubut / CRD - CP 9000

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



a. marshall moffat®

SINCE 1952

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

ARCO ELÉCTRICO • FLAMABILIDAD • SOLDADURA • SALPICADURA DE METALES FUNDIDOS



INDURA
Ultra Soft

Cumpliendo con las siguientes Normas:

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



A. MARSHALL MOFFAT S.A.
ISO 9001:2000
A 16785

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



las cuencas productivas argentinas están altamente exploradas, mientras que el *offshore* y las cuencas con sistema petrolero comprobado (por ejemplo Ñirihuau, Malvinas Occidental y Norte, Cañadón Asfalto) se encuentran en un estado de inmadurez importante a nivel exploratorio”.

El país y los no convencionales

“Según un informe del Departamento de Administración de Energía de Estados Unidos del año 2013, Argentina es segunda en recursos de gas proveniente de lutitas, y cuarta en recursos de petróleo del mismo tipo de reservorios. Es importante destacar que los primeros estudios realizados y divulgados a nivel mundial, provienen de informes generados en Conexplos anteriores, principalmente desde 2005 a la fecha. La Cuenca Neuquina, y en especial la Formación Vaca Muerta, han tomado renombre internacional a partir de 2011/2012. La actividad en exploración para los no convencionales pasó de ser nula en el año 2009 a estar en

constante crecimiento desde esa fecha. Solamente para el *play shale oil / shale gas* en la Fm Vaca Muerta, se han perforado al día de la fecha 135 pozos exploratorios con inversiones que superan los 1.000 millones de dólares. La información oficial proveniente de la Secretaría de Energía de la Provincia del Neuquén, confirma una producción actual de 20.000 barriles/día de petróleo y 2 millones de metros cúbicos/día de gas, provenientes de un total de casi 300 pozos activos. Estas inversiones son importantes para el país, ya que están cambiando rápidamente la curva de declino de producción, tanto para el petróleo como para el gas”.

“El número de equipos de perforación en la Argentina ronda los 125 y actualmente representan el 35% para toda América del Sur. Si bien esta cantidad parece alta, debemos considerar que, por ejemplo en los Estados Unidos, principal exponente del desarrollo masivo de reservorios no convencionales, donde el 40% de reservas de gas y el 15% de reservas de petróleo provienen de yacimientos del tipo no convencionales, la cantidad de equipos ronda los 1.800. Esto no hace más que alentar el desarrollo de este tipo de recursos, abriendo un campo de desarrollo tecnológico y



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



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

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

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

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

HALLIBURTON

Solving challenges.™



económico muy importante para todo nuestro país. Estamos tomando la curva de aprendizaje más importante de los últimos años en términos de desarrollo de reservas en la Argentina”.

Romper paradigmas

“Romper Paradigmas, como es el lema de este congreso, implica generar una revolución tecnológica, revolución de ideas, de pensamientos. Este congreso plantea varios cambios de peso que hacen que ciertas posturas estáticas paradigmáticas se rompan, permitiéndonos superarlas; paradigmas que sirvieron para un ciclo pero ya no para la realidad que nos toca enfrentar; urge un cambio de enfoque, que permita generar rotundos quiebres y la construcción de nuevos contenidos que nos lleven a mayores éxitos”.

“Nuestro país enfrenta un desafío que podría cambiar la historia energética del mismo. Romper paradigmas para afrontar estos retos es una de las claves del éxito; necesitamos proactividad en la utilización de la energía, no podemos estar escindidos del mundo, tenemos que seguir generando colaboración recíproca, cooperación y sinergia a nivel local y global”.

“Pensemos a corto plazo con efectividad y acción, pero también pensemos en invertir a largo plazo a nivel de política energética; no debemos vivir reaccionando a cuestiones emergentes sin definir y accionar sobre las cuestiones



de fondo que harán que tengamos un país cada día más productivo, rico, estable y predecible”.

“Se necesita quebrar modelos perimidos y permitirnos apostar al desafío de pensar en un mejor país; contamos con profesionales de excelencia, sigamos contribuyendo con la capacitación de nuevos profesionales, afines a las carreras duras, cuya demanda actual es más que evidente en la Argentina y en el mundo. Somos un país con recursos importantes, y debemos aprovechar las oportunidades de crecimiento en un contexto mundial de permanente demanda de energía”.

“Innovemos, ya que es la herramienta para encontrar soluciones nuevas a problemas viejos. Apoyemos los proyectos de investigación tecnológica, fuera pero por sobre todo dentro del país”.

“Seamos creativos: miremos las cosas desde diferentes puntos de vista, e intentemos, tal como sucede cada unos cuantos millones de años en la Tierra, simplemente cambiar el Norte”.

“Compartamos el conocimiento: la única manera de crecer como profesionales es evitando la avaricia de conocimiento, cuanto más damos, más aprendemos, y eso nos hace definitivamente mejores profesionales en pro del principal de nuestros fines: encontrar hidrocarburos.”

Nuevo Presidente de Conexplo

Esas fueron las palabras inaugurales, que se fueron cumpliendo a lo largo del desarrollo del Congreso.

Palabras similares y agradecimientos a organizadores, participantes, auspiciantes y moderadores tuvieron lugar al final del evento, así como homenajes a distintos profesionales y la premiación de trabajos de cada Simposio, los cuales *Petrotecnia* reproduce a continuación.

Al cierre, se presentó al Lic. Ricardo Manoni, Jefe de Calidad de Exploración de YPF S.A., como el nuevo Presidente del Comité Organizador del que será el X Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, y que se realizará en el año 2018.



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

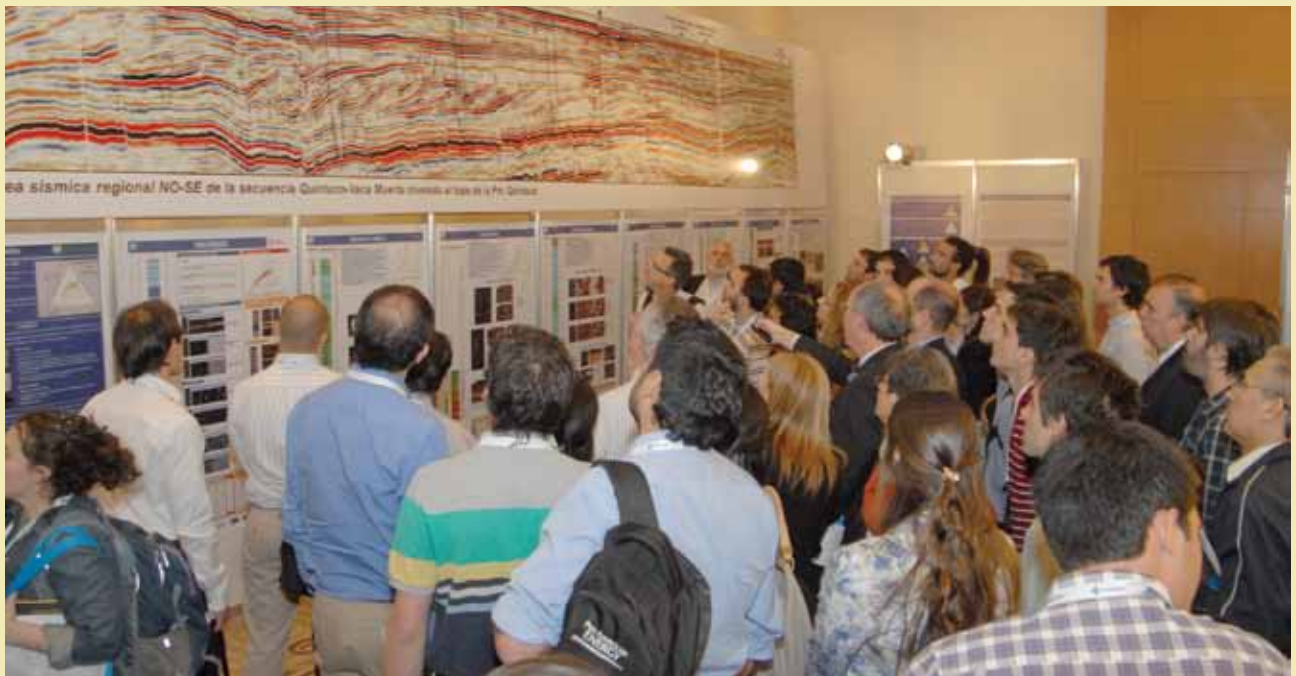
PLANTA NEUQUÉN

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

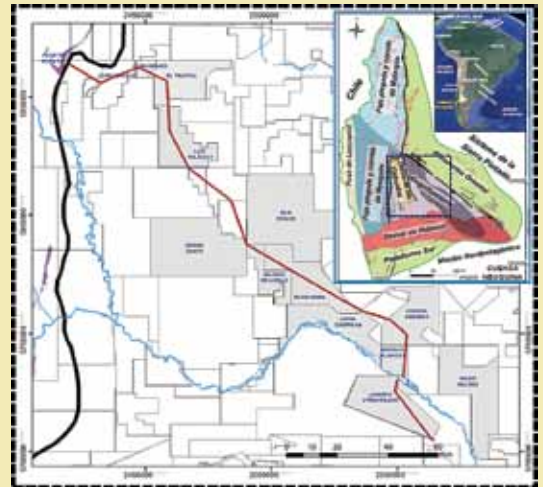




La transecta de Vaca Muerta, el éxito de compartir la información

En lo que los organizadores del IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos consideraron un “triumfo de las lecciones aprendidas” por las empresas, varias operadoras se decidieron compartir información y la pusieron a disposición para elaborar una transecta regional para caracterizar a la Formación Vaca Muerta, y así mostrar la alta variabilidad lateral y vertical en distintas posiciones de la Cuenca Neuquina.

Para este trabajo, se integró información sísmica con datos de pozos exploratorios con objetivo no convencional en el área, y se logró sintetizar el avance actual del conocimiento de parte de las operadoras que actualmente exploran el potencial no convencional de Vaca Muerta (Americas Petrogas, Chevron, Madalena Energy, PanAmerican Energy, Petrobras, Pluspetrol, Roch, Shell, Total, YPF), con la colaboración de LCV en la descripción sedimentológica de algunos sectores.



La traza de la transecta se inicia sobre la Dorsal de Huincul en cercanías del borde de cuenca, en el Sudeste, adentrándose en el Engolfamiento Neuquino hacia el Noroeste, hasta empalmar con los afloramientos de la FM Vaca Muerta en el ámbito de Faja Plegada del Agrío. Para materializar la transecta, se compiló una sección sísmica regional de más de 300 km de extensión. Esta parte de las áreas de Lindero Atravesado, Río Neuquén y Cinco Saltos; continúa por Sierras Blancas, Coirón Amargo, Loma Campana, Bandurria, Bajada de Añelo, San Roque, Sierra Chata, Rincón de la Ceniza, Pampa de Las Yeguas, Los Toldos I y El Trapial, para luego dirigirse hacia el Oeste, atravesando el área de Curamhuele hasta la sección aflorante de Puerta Curaco.

El resultado, expuesto en un panel de 13 m de largo por 2 m de alto, y 15 pósters con información de los pozos, es un compendio de información estratigráfica y sedimentológica elemental de la Formación Vaca Muerta, con significación regional, representativa de la mayor parte de las áreas donde este *play* no convencional ha sido probado y ha demostrado su productividad. Y según sus organizadores es, también, una muestra de que la colaboración entre los distintos actores involucrados en la Exploración de este importante recurso es posible, “y que esto contribuye a acelerar la curva de aprendizaje, para beneficio de todos”.

UNA MISIÓN CUMPLIDA ES UN NUEVO COMIENZO

EXPERTOS EN REFINERIAS Y PLANTAS PETROQUIMICAS CON 450 PLANTAS DESARROLLADAS

En Techint, nos comprometemos con cada uno de nuestros clientes, brindando servicios integrales, desde la ingeniería hasta la construcción, cuidando el ambiente y el bienestar de las comunidades.

Diseñamos y construimos en forma integral refinerías y plantas petroquímicas de diferentes magnitudes y características, implementando las más diversas tecnologías.

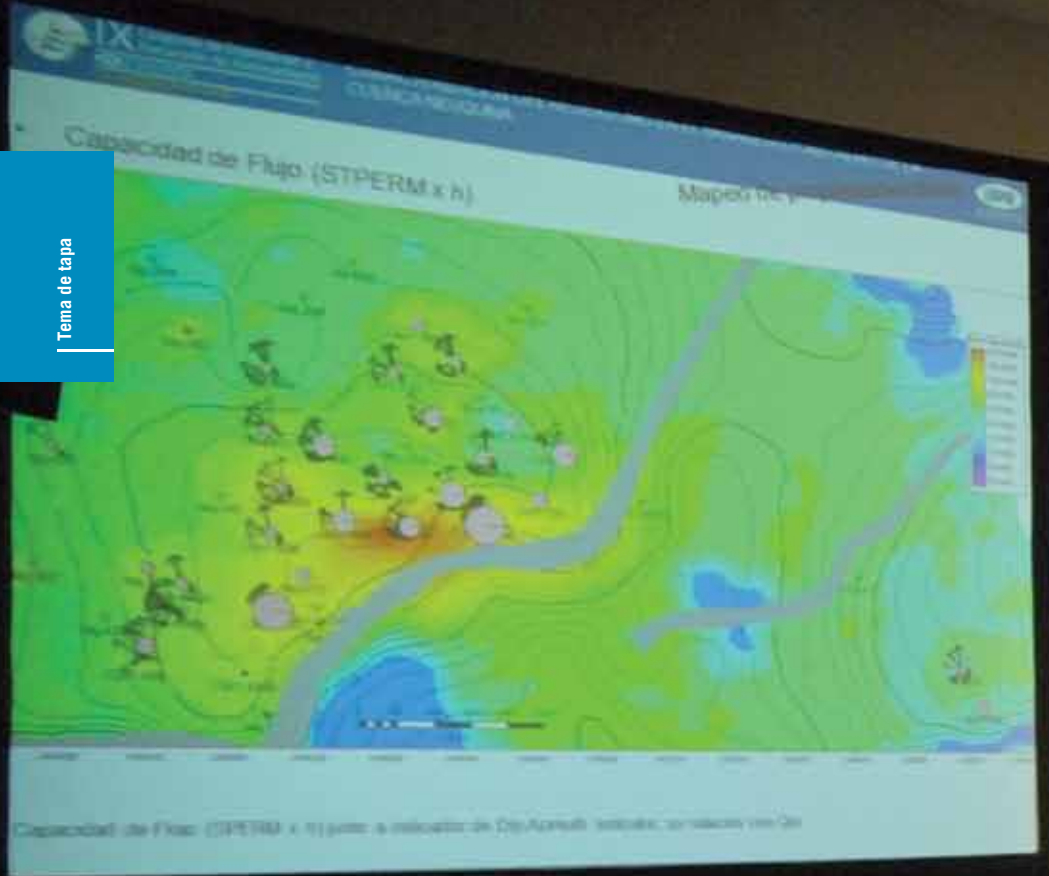
Desde 1946 cumplimos con todas las misiones que nos confiaron. Y seguimos adelante, siempre con la pasión de un nuevo comienzo.

- ▲ Más de 65 años de experiencia en ingeniería y construcción
- ▲ Presencia en 45 países
- ▲ 3.500 proyectos cumplidos

@Techint_Eng_Con
www.techint-ingenieria.com



TECHINT
Ingeniería y Construcción



Caracterización del reservorio en el basamento cristalino de la Cuenca Neuquina

Productividad récord desde rocas granitoides, caso del Octógono Fiscal, Activo Plaza Huincul-Cutral Có

Por **Diego Velo**, **René Manceda**, **Fernando Creus**, **Rodrigo Ugarte**, **Diego Narrillos** y **Lucía Ciancio** (YPF S.A.); **Oscar Pioli** (SAT S.R.L.) y **Mario Mallaviabarrena** (Nova Energy)

Este trabajo ha sido galardonado con el Premio Luis Rey en el IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (Mendoza, 2014).

El Bloque de Explotación Octógono se encuentra en la Cuenca Neuquina, dentro del ámbito geológico denominado "Dorsal de Huincul". El área fue descubierta en 1918 como resultado del primer pozo de exploración propuesto por el Dr. Juan Keidel, y se ubica en las lindes de la ciudad de Plaza Huincul. A partir de 2012 se analizaron las oportunidades en recursos aún no explotados, incorporándose el basamento permo-triásico granítico/granodiorítico fracturado denominado Formación Huechulafquen



(Turner 1965, 1976), como objetivo principal del desarrollo, llevando en pocos meses la producción del Bloque Octógono Fiscal a récords históricos. En este trabajo se describe el reservorio y el flujo utilizado para su caracterización.

El basamento subyace a pelitas marinas de Los Molles, disponiéndose de solo 21 pozos perforados hasta esa formación al año 2013, en un área de 74 km². El fallamiento que culminó con la formación de la estructura principal del yacimiento Campamento Uno se habría formado en la fase de tectónica extensional durante el Triásico Superior, caracterizada por extensión y formación de hemigraben, posterior-

mente elevado y plegado. Luego del hundimiento del rift, se depositaron las formaciones jurásicas del Grupo Cuyo, con depositación hacia la base de material del basamento erosionado, retrabajado y acumulado en zonas deprimidas, en parte posteriormente elevadas luego de los eventos de inversión tectónica a partir del Jurásico Superior.

La roca madre correspondería a las arcillitas de la Formación Los Molles, que además constituye el sello; es probable que haya existido una segunda migración de hidrocarburos proveniente de la Formación Vaca Muerta. Las estructuras habrían estado conformadas antes del inicio de la migración.

El sistema poroso permeable de los niveles graníticos responde a complejos procesos, tales como fracturación y alteración. La presencia de zonas con porosidad de matriz indicaría que los bloques elevados del basamento, expuestos a los agentes de meteorización y edafización, habrían constituido un regolito. Esta unidad hidráulica se encuentra intensamente fracturada. La fracturación es el resultado de los distintos procesos tectónicos tales como el fallamiento y plegamiento que originó el levantamiento a una cota muy superior respecto al entorno. Esto ocurrió desde los estadios iniciales de la cuenca y ha sufrido reiteradas reactivaciones hasta la actualidad, documentado por la presencia de fallas activas. Basados en la sísmica y en la respuesta eléctrica de los registros, se reconocen hasta la profundidad investigada 6 zonas de alteración correspondientes a meteorización diferencial entre las partes externas y los sectores más profundos del basamento. Suprayace una sección litológica con propiedades eléctricas similares, pero con presencia de estructuras sedimentarias, interpretada como Toarciano marino de plataforma somera, con lo que se podría inferir un control paleogeográfico de altos de precuyano/basamento invertidos que controlan el desarrollo de facies más someras de Formación Los Molles.

La baja porosidad de matriz enmascara el efecto de los fluidos sobre la resistividad, también afectada por la presencia de fracturas; a la vez, la heterogeneidad en la composición y la alteración de la roca granítica afecta fuertemente las mediciones convencionales de porosidad. Una combinación de registros de imagen resistiva, Resonancia Magnética Nuclear (RMN) y propiedades mecánicas permiten obtener una evaluación de los fluidos presentes en el sistema matriz más fisuras, y una cuantificación de las fracturas naturales. En particular, la Resonancia Magnética Nuclear permite caracterizar el espacio ocupado por fluido libre y por lo tanto cuantificar el almacenamiento. Mediante la comparación de la difusión de los fluidos y T2 (relajación), es posible determinar la presencia de gas y crudo en donde el ALHI (indicador de HC Livianos) y los registros convencionales aparecen enmascarados por efectos de litología. Finalmente, se obtienen los parámetros de buzamiento, azimut y frecuencia de fisuramiento (fisuras por metro) a partir del picado individual de fracturas.

La caracterización petrofísica del reservorio fisurado a partir de coeficiente de partición y "m" variable, mediante el método de Aguilera (Aguilera 1995, 1999), permite clasificarlo como tipo BA (65% del almacenamiento en porosidad de matriz), y estimar empíricamente un factor de recuperación del orden del 25%, que considera el mecanismo de expansión de un casquete de gas de aproximadamente 300 m de espesor. El petróleo más bajo comprobado está

450 m por debajo de la cota de gas, pero al existir compatibilización no se puede considerar un "oil leg" único. El espesor permeable se extiende hasta donde los reflectores sísmicos muestran un patrón de caos, típico de basamento no alterado.

Toda la información proveniente de perfiles calibrados mediante el análisis sobre testigos corona, incluyendo un índice de permeabilidad estimado a partir del registro de ondas Stoneley en comparación con los análisis de ensayos de presión (*buildup*), alimenta un modelo 3D que permite cuantificar el recurso y orientar el desarrollo hacia las mejores zonas. Se verifica la correspondencia entre productividad y capacidad de almacenamiento, así como caudales iniciales estabilizados e intensidad de fisuramiento (fracturas x metro).

Introducción y objetivos

El área de concesión Octógono (figura 1) se halla situada a 110 km de la ciudad de Neuquén, en la provincia del mismo nombre. Relacionado con una topografía plana, cuya elevación aproximada es de 600 m, fue el campo que inició la actividad petrolera en la cuenca neuquina con el descubrimiento de petróleo en 1918 (Windhausen 1924, 1935); la producción comenzó recién en 1922. Luego del desarrollo inicial y ante la necesidad de un mayor conocimiento del campo, en 1937 se profundizó el pozo Nq-15

hasta alcanzar el Basamento Cristalino a una profundidad de 1.106 mbbp. Casi un cuarto de siglo después del primer pozo comenzó un verdadero desarrollo del campo; así en el año 1942 se perforaron en total 307 pozos y otros 73 sondeos hasta 1957. La actividad del campo continuó enfocada en las formaciones Lajas y Challacó. Recién en 1969 se comenzó a utilizar la herramienta inductiva y perfiles de porosidad para un total de 70 pozos; posteriormente la actividad decayó.

Durante la década de 1990 se efectuó un trabajo de síntesis con una revisión crítica de lo actuado con foco en los términos sedimentarios superiores. Luego, hubo estudios parciales realizados por Repsol YPF entre los años 2004 y 2006. A partir del año 2009, y durante 2010, se efectuaron nuevos trabajos de interpretación sísmica-geológica, donde se confeccionó un modelo totalmente nuevo, con un ajuste confiable de pozos, orientado a producir desde un extenso sistema de fracturas y microfracturas. A partir de 2012 se analizaron las oportunidades en recursos aún no explotados, testeadas mediante la perforación de pozos con objetivo en Basamento, llevando en pocos meses la producción del Bloque Octógono Fiscal a récords históricos (figura 2).

El área se encuentra dividida en cuatro yacimientos: Norte de Octógono, Campamento 2, Sudeste de Octógono y Campamento 1. El Basamento o Formación Huechulafquen (Turner, 1965) se encuentra en un horizonte profundo, bajo la zona de Campamento 2 y Campamento 1, foco del esfuerzo de desarrollo actual.

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



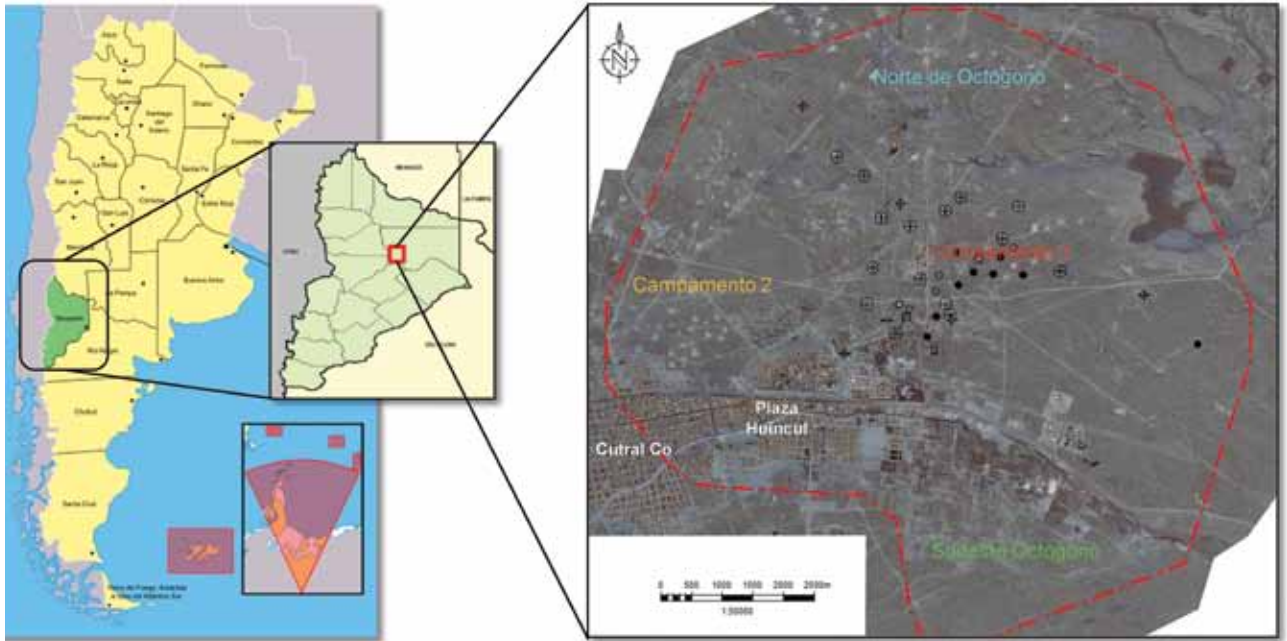


Figura 1. Ubicación del área de explotación Octógono Fiscal.

La litología corresponde a una roca migmatítica granitoide, en parte compuesta por granodioritas y tonalitas. El reservorio es típicamente fracturado, siendo despreciable la porosidad primaria. La permeabilidad y el espacio poral están generados por el intenso fracturamiento asociado a

fallas reactivadas sucesivamente en todas las fases de deformación desde el Triásico a la actualidad; en algunas zonas la roca aparece triturada en intenso microfisuramiento, implicando una alta capacidad de almacenamiento. Aunque de difícil seguimiento, dado el carácter sutil de su expresión

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

SMART.Solutions



BUILDING A BETTER WORLD

| mwhglobal.com

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



EMPRESA NEUQUINA DE SERVICIOS DE INGENIERÍA S.E

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



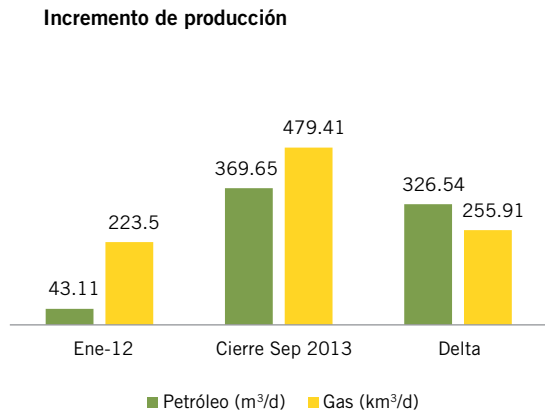
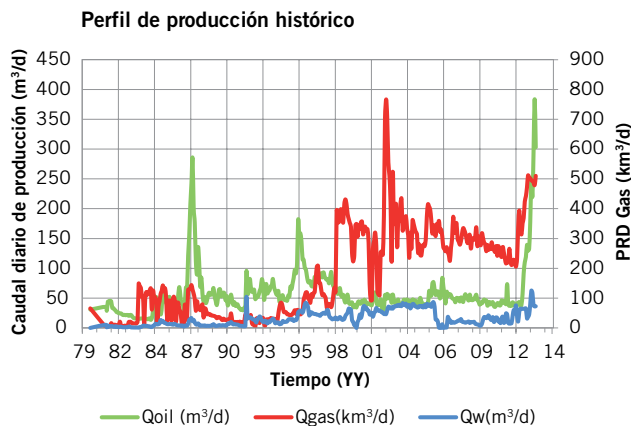


Figura 2. Historia reciente de producción en el Activo Plaza Huincul Cutral C6.

tanto en sísmica como en pozos, se reconocen 6 niveles de correlación vinculados a la alteración *in situ* y reemplazo mineral, y una capa superior predominante al Noroeste, de material erosionado y depositado en paleobajos invertidos. La estructura consiste en un anticlinal por propagación de falla que involucra al basamento cristalino. En este trabajo se describirán de manera integral las características geológicas, geofísicas y petrofísicas del Basamento, así como el flujo para su caracterización, que culmina en la determinación de capacidad de flujo ($K \times h$) y almacenamiento (PHIE $\times h$), como las propiedades que permiten explicar calidad de reservorio y comportamiento de producción.

Metodología

Se integra información de diferentes disciplinas en una relación compleja y cíclica, por la cual cada nuevo resultado en cualquiera de las disciplinas de Geociencias sirve para retroalimentar el modelo (figura 3).

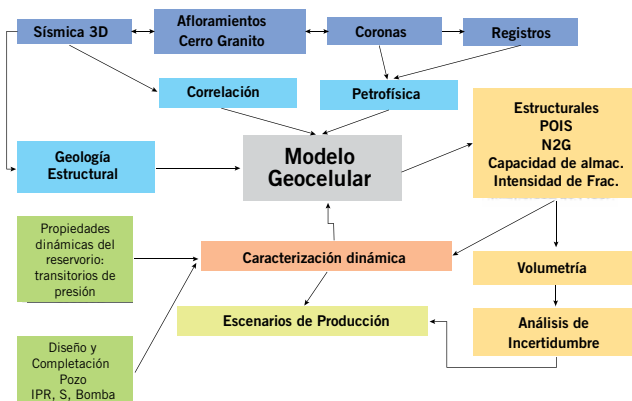


Figura 3. Flujograma de trabajo usado para confeccionar el modelo estático.

Se trabaja en la sísmica en 3D para la interpretación de estructuras y zonas de correlación correspondientes a reflectores que presentan caracteres sísmicos más elevados en continuidad, amplitud y frecuencia, lo cual le confiere diferentes grados de confiabilidad al resultado. Estos niveles se tornan muy diferentes si se pretende “guiar y mapear propiedades físicas del reservorio”, ya que las amplitudes y frecuencias podrían no resultar “correlacionables” lateralmente, además

de la gran diferencia entre la resolución vertical de la sísmica presente en el dato involucrado y la variabilidad vertical de propiedades tales como la porosidad. De este modo, dada la naturaleza masiva del Basamento, verificable en los afloramientos del Cerro Granito, el esquema de correlación combina una interpretación a partir de pozos y sísmica.

La información de porosidad y almacenamiento proviene principalmente de los registros de Resonancia Magnética Nuclear. Una combinación de estos con los perfiles convencionales permite estimar Coeficiente de partición (Aguilera 1995) y Saturación de Agua a partir de la ecuación de Archie, por medio de la aplicación de “m variable” (Exponente de cementación) igual a “n” (Exponente de saturación). Los perfiles acústicos son procesados a fin de obtener propiedades mecánicas del reservorio y un Índice de permeabilidad basado en las ondas Stoneley, el cual se expresa en mD y es calibrado mediante la comparación con interpretaciones de análisis transitorios de presión. Esto es requerido a fin de obtener un valor representativo de un gran volumen de reservorio que involucre una gran cantidad de fracturas naturales.

A fin de cuantificar la intensidad del fisuramiento y la orientación de las fracturas, se trabaja con la selección y análisis individual de discontinuidades abiertas y cerradas de origen tectónico, a partir de imágenes resistivas de las paredes del pozo. Los criterios aplicados para este análisis, así como los algoritmos para estimación de las aperturas de las fracturas, están calibrados mediante la caracterización sistemática sobre testigos corona (figura 4).

Toda esta información sirve para alimentar un modelo geocelular en 3D y extraer mapas de Capacidad de almacenamiento (MPHI $\times h$) e intensidad de fracturamiento (m^2/m^3); este último es una medida del incremento en la Capacidad de flujo ($K \times h$). Ambas propiedades permitirían explicar la variabilidad en las productividades de los pozos, ya que la declinación es muy baja donde la Capacidad de almacenamiento es mayor, mientras que el caudal inicial es grande en las zonas donde la intensidad de fracturamiento es alta.

Estratigrafía y sistema petrolero

Las formaciones productivas en Octógono (figura 5), además de Basamento, son: Los Molles (marino profundo), Lajas (marino somero) y Challacó (fluvial), pertenecientes al Grupo Cuyo.



Energía Argentina S.A.

somos energía...

Desde su fundación, ENARSA ha logrado dar respuestas concretas a las necesidades de energía del país.

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

**ARGENTINA
NOS INCLUYE**



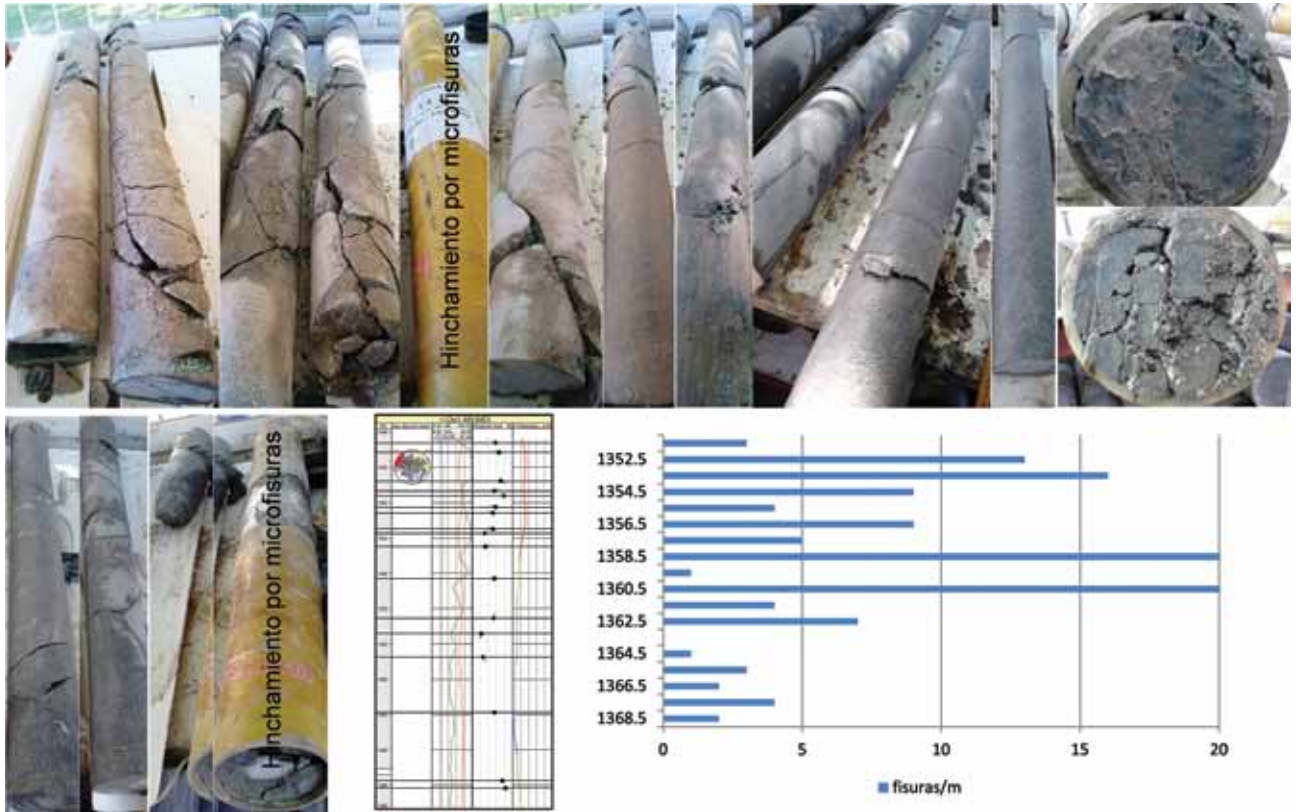


Figura 4. Corona original del Basamento, conteo de fracturas.

El basamento cristalino o Formación Huechulafquen está compuesto principalmente por granodiorita brechada y alterada de color gris a rosa naranja moderado, con diferentes grados de alteración y zonas de brechamiento que presentan tamaños y texturas variables, desde fracturas en "jigsaw", que delimitan clastos de mayor tamaño, hasta verdaderas brechas con fragmentos de granodiorita en la matriz de la misma roca finamente disgregada y alterada. La alteración, teniendo en cuenta la asociación mineralógica (calcita, clorita, epidoto, prehnita y laumonita), la presencia de venillas y fracturación, se interpreta como originada por metamorfismo de bajo grado por soterramiento asistido por fluidos.

Se ha recopilado información sobre muestras en testigos corona y otras recuperadas en Cerro Granito, con el fin de establecer una datación. En todos los casos se efectuó con el método de K-Ar sobre mineral de biotita, en la misma variedad litológica. El informe de datación radimétrica para el afloramiento de Cerro Granito le confiere un valor de 310 Ma +/- 10 Ma, y para la muestra del pozo Nq-394 es de 256 +/- 25 MA. Para el pozo Nq-395 la edad es 266 +/- 26MA. De esta manera, queda determinado que la edad del granitoide en la zona del campamento es permo-triásica, y que en la zona del Cerro Granito es levemente más antigua, alcanzando al tope del carbonífero (Bruveris y Pioli, 2010).

Se reconocen 6 niveles de correlación de sutil expresión en la sísmica y difícil reconocimiento en perfiles eléctricos, vinculados a alteración *in situ* y reemplazo mineral, y una capa superior predominante al Noroeste, de material erosionado y depositado en paleobajos invertidos, subyaciendo en este caso a depósitos volcanoclásticos denominados Formación La Jardinera.

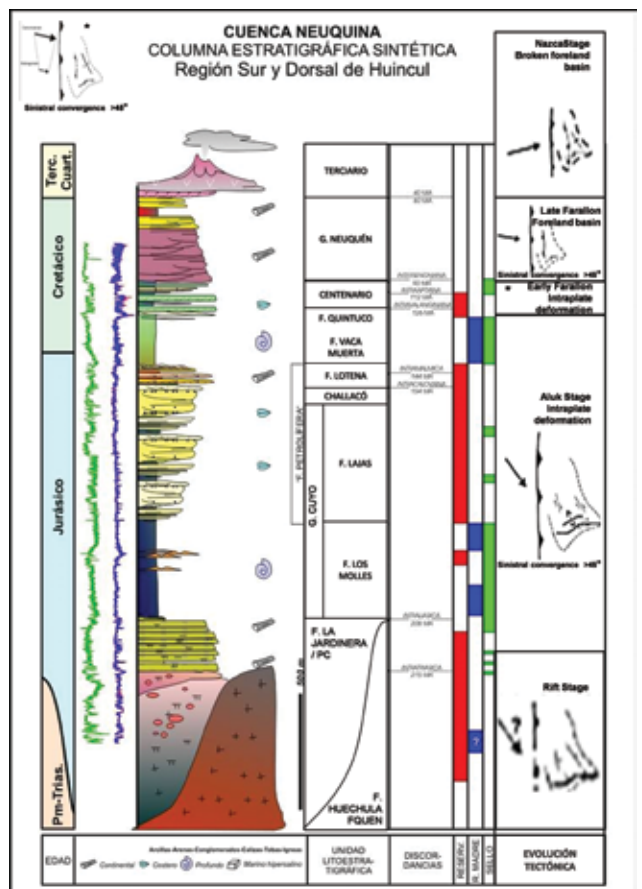


Figura 5. Carta estratigráfica y evolución tectónica (modificado de Mosquera y Ramos, 2005).

Sobre el granitoide se depositan en algunos sectores interpretados como paleoaltos rocas equivalentes a la caliza Chachil, actualmente silicificada, tal como se observa en los afloramientos del Cerro Granito, a donde aparece rebatida sobre Basamento (figura 6).

La roca madre sería la Formación Los Molles (pelítica, de ambiente marino profundo, de color gris oscuro a negro), en contacto directo con el Basamento elevado más de 900 m por encima de los niveles pelíticos. Continúa la columna con la Formación Lajas, consistente en areniscas y pelitas de origen marino somero. Es probable que haya existido una segunda migración de hidrocarburos proveniente de la Formación Vaca Muerta, pelitas y margas gris oscuro, depositadas sobre un sistema fluvial (Formación Challacó) durante la transgresión posterior a la discordancia Intramalmica. La Formación Vaca Muerta actuó también como roca sello.

Estructura

La Dorsal de Huincul está caracterizada por el desarrollo de grabenes y hemigrabenes durante el Triásico-Jurásico Inferior con orientación OSO-ENE y E-O, (Uliana *et al.*, 1989; Vergani *et al.*, 1995; Gómez Omil *et al.*, 2002). Tanto las fallas principales como secundarias fueron reactivadas y algunos depocentros fueron invertidos principalmente durante el Jurásico (Etapa Aluk, figura 5), y con menor intensidad durante el Cretácico (Etapa Farallon, figura 5) (Ploszkiewicz *et al.*, 1984; Vergani *et al.*, 1995; Cruz *et al.*, 2002; Gómez Omil *et al.*, 2002; Mosquera, 2002; Silvestro *et al.*, 2008).

La estructura del Yacimiento Campamento 1 involucra al basamento cristalino, y consiste en un anticlinal asimétrico, con un flanco abrupto hacia el sur y una orientación SO-NE. El mismo se encuentra alineado con otras estructuras tales como Cerro Bandera, Loma Negra y Guanaco. En el sector del Campamento 1, las fallas de los hemigrabenes están caracterizadas por inclinar hacia el norte con una geometría suavemente lítrica (figura 7). Los hemigrabenes al norte y al sur la actual estructura del Campamento 1 se desarrollaron en el Triásico-Jurásico Inferior, conteniendo depósitos sinrift asignados al Precuyano, en el caso del hemigraben norte y del Precuyano y la base de la Formación Los Molles en el hemigraben sur.

La estructura del Campamento 1 se formó debido a la reactivación de fallas extensionales de la zona crestal del "roll-over" del hemigraben norte (figura 7). Esta reactivación se produce al final del

Toarciano (Silvestro *et al.*, 2008). Las formaciones Lajas y Challaco se depositaron en una etapa de quietud, restaurándose el tectonismo durante el Kimeridgiano dejando un alto deposicional para el Grupo Mendoza. Finalmente, una muy leve reactivación produjo un acuñaamiento de los grupos Razono y Neuquén. Los depocentros ubicados al norte y al sur sufren una leve inversión.

Caracterización del reservorio fracturado

Las fracturas naturales se caracterizan mediante la información de imágenes de pozo. El rumbo preferencial es SO-NE, aunque con alta dispersión en ángulo de inclinación

FLEXIBILIDAD |
RESPALDO |
EXPERIENCIA |

www.edvsa.com

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

◀ NEUQUÉN
◀ COMODORO RIVADAVIA
◀ RÍO GALLEGOS

◀ SAN JUAN
◀ LAS HERAS
◀ RÍO GRANDE

EDVSA
INGENIERÍA Y CONSTRUCCIÓN

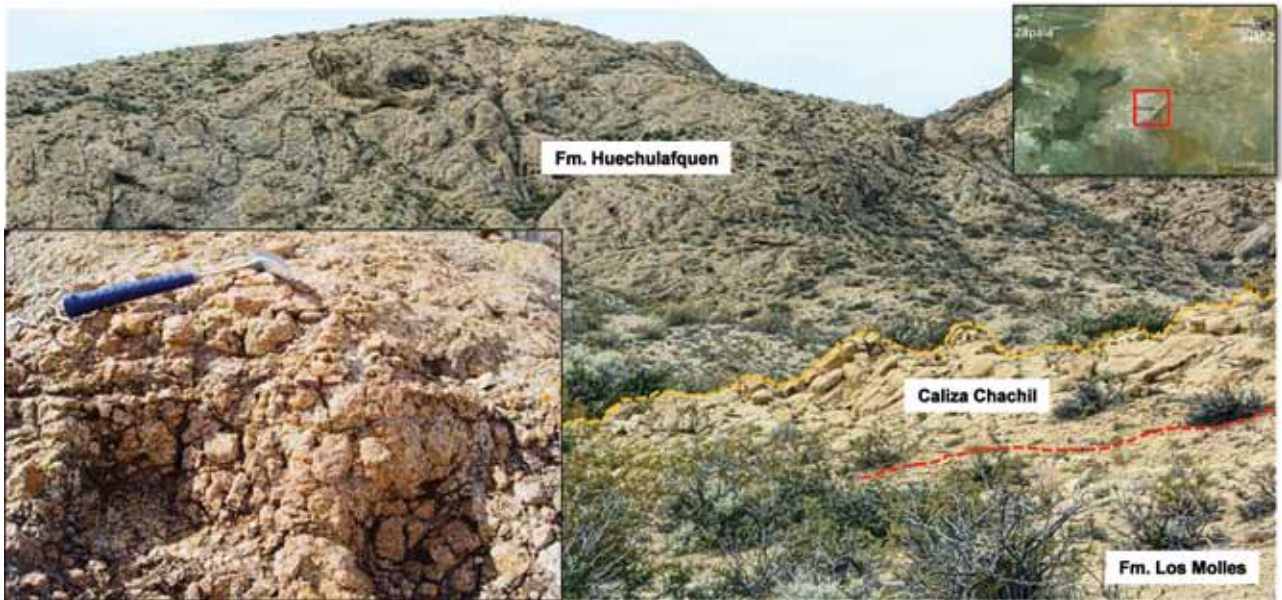


Figura 6. Afloramientos Cerro Granito, análogo a 35 km de Plaza Huincul.

y azimut. Se presume que hay coexistencia entre fracturas de origen tectónico y las producidas a causa del enfriamiento del granitoide. En el cercano afloramiento del Cerro Granito pueden reconocerse diversas orientaciones preferenciales de las fracturas naturales en diferentes partes de la estructura.

El criterio de interpretación es ajustado mediante la comparación entre imágenes y testigos corona. Son interpretadas como fracturas conductivas aquellas que se ven

más oscuras fundamentalmente en la imagen eléctrica con ecualización estática. A partir de las correlaciones entre la imagen y testigos corona, se concluye que la mayoría de estas podrían asimilarse a fracturas abiertas. Las fracturas resistivas aparecen en la imagen con colores brillantes y corresponden a discontinuidades mineralizadas.

Es conocido que las fracturas inducidas por la perforación se desarrollan de forma paralela a la dirección de máximo esfuerzo, mientras que la ovalización (*breakout*)

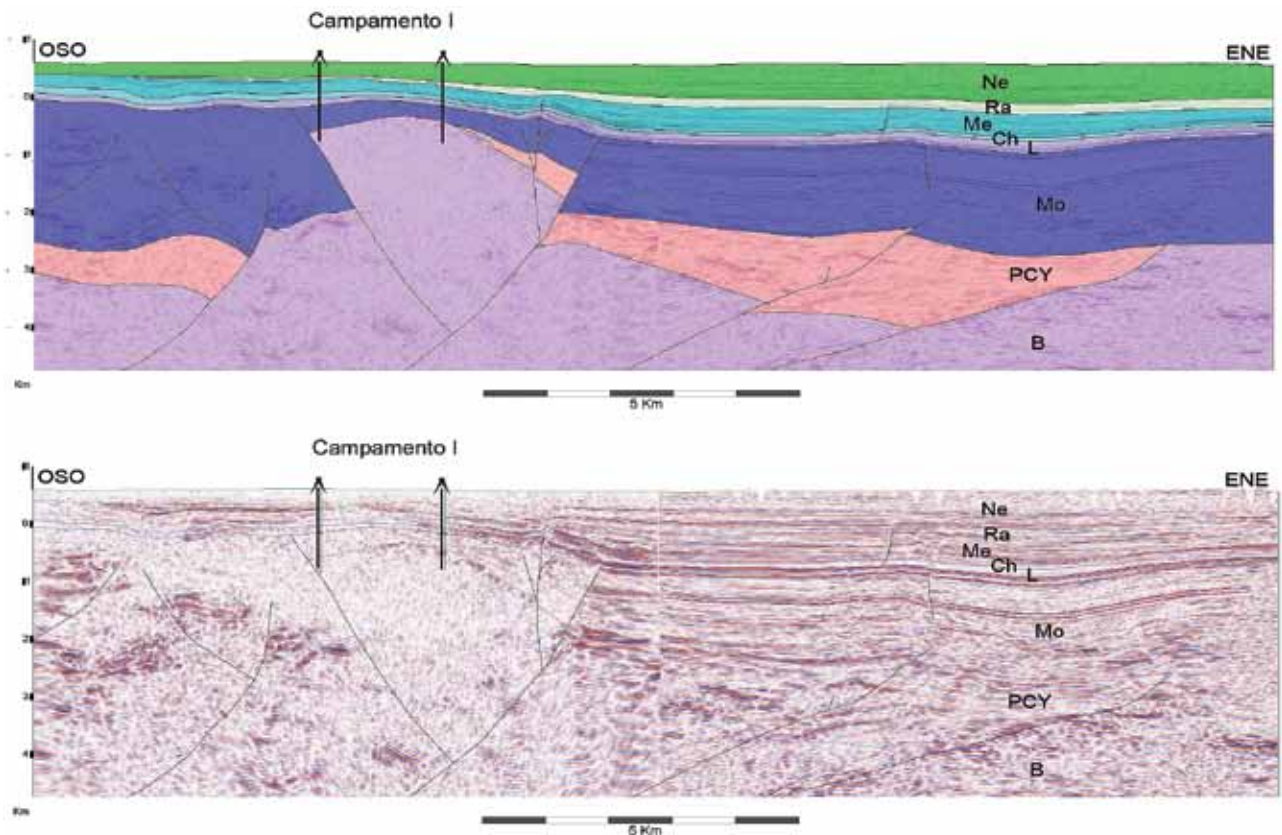


Figura 7. Modelo estructural del Yacimiento Campamento 1 basado en datos de sondeo y sísmica 3D. Las iniciales representan las unidades formacionales: B, Basamento; PCY, Precuyo; Mo, Fm. Los Molles; L, Fm. Lotena; Ch, Fm. Challaco; Me, Gr. Mendoza; Ra, Gr. Rayoso; Ne, Gr. Neuquén.

Información y Poder.



Elimine la estimación de datos durante su trabajo con información obtenida en tiempo real y actúe sin depender de baterías poco confiables o carreras adicionales a superficie para seteo o cambio de herramientas.

Solamente TeleCoil™, un servicio inteligente de coiled tubing, combina el poder de obtener información desde el fondo de pozo de manera correcta y en tiempo real, mejorando significativamente la eficiencia y la recuperación de los pozos en todas las operaciones de CT. Con esta información y poder, usted puede identificar y realizar una estimulación ácida, o captar y recuperar una herramienta atascada o localizar y cortar la cañería sin necesidad de sacar el coiled tubing y cambiar de herramientas. Además le permite realizar registros de producción en pozos de alto ángulo hasta horizontales.

Contáctenos o visítenos en BakerHughes.com/TeleCoil y obtenga la información que necesita para su próxima operación de CT.

+54 11.4378.6400



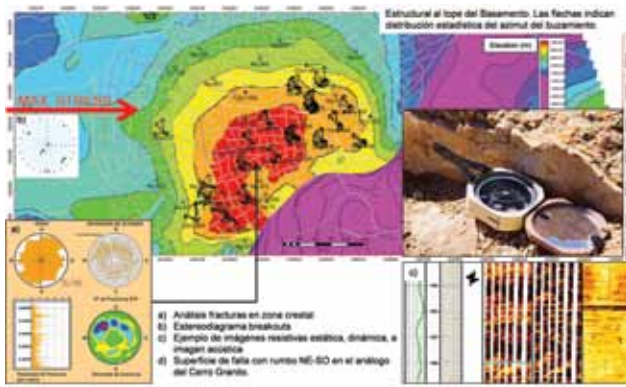


Figura 8. Análisis de orientaciones de fracturas naturales.

del calibre del pozo es perpendicular a este vector (Sigma 1) (Taha, 1998). La información proveniente del análisis de imágenes de pozo en Campamento 1 permite definir un estado actual de esfuerzos con orientación O-E (figura 8).

Los datos sísmicos permitieron la interpretación y jerarquización de las fallas reactivadas que conformaron la estructura. Las mismas presentan rechazos verticales medianos a elevados y son la principal vía del flujo de fluidos. Asimismo, se han interpretado seis horizontes internos del Basamento correspondientes a reflectores que presentan caracteres sísmicos más elevados en continuidad, amplitud y frecuencia, lo cual le confiere diferentes grados

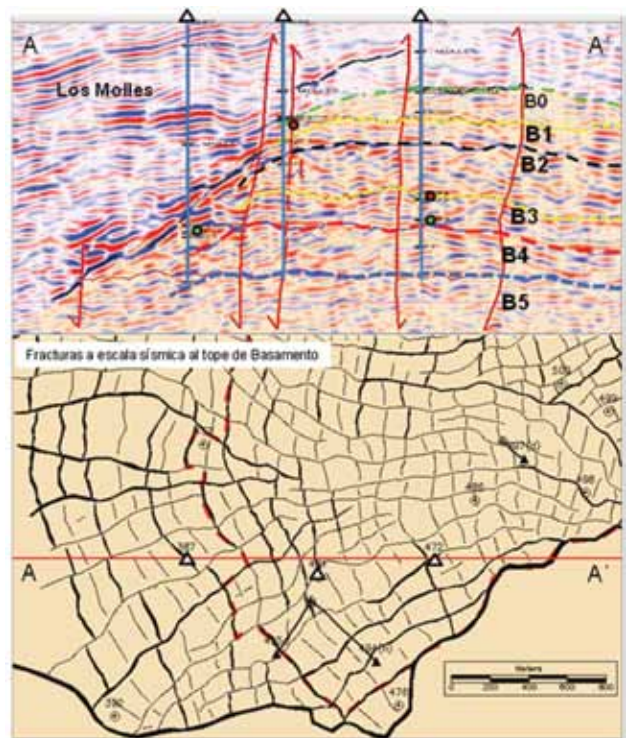


Figura 9. Niveles de correlación en Basamento, estructura principal Campamento 1.

“Somos especialistas
en procesos de cambio de
Sistemas ERP”




Pragmatica
consultores

Somos especialistas en procesos de cambio de Sistemas ERP, desde la Selección del Software hasta el Control de Calidad (QA) de la implementación. Contamos con una metodología probada exitosamente en la industria, y certificada bajo normas ISO 9001:2008.

Tenemos experiencia concreta en proyectos de cambio de sistemas ERP en empresas de Oil&Gas.

Para más información conozca nuestro nuevo sitio web
www.pragmaticaconsultores.com 



ULTRALIVIANOS

Tu día más seguro, tu vida más liviana.



Urban



Modelo
FRONTIER BROWN

CORDONES*
◆◆



Modelo
HORIZON BROWN

CORDONES*
◆◆

NUMERACION DISPONIBLE 36 AL 46

*Alternativa de cordones. Incluidos en la caja.



PUNTERA DE ALUMINIO
40 % MÁS LIVIANA



CALZADO
DIELECTRICO



de confiabilidad al resultado, numerados de arriba abajo como B0 a B5 (figura 9), a pesar de que el sistema de fallas para cada unidad es de muy difícil interpretación.

Con este modelo se logró obtener la relación entre los niveles punzados y las unidades interpretadas. Las mencionadas zonas son de difícil reconocimiento en los perfiles eléctricos, incluso en afloramientos, y tendrían su origen en halos de alteración desde la periferia hasta los sectores internos del granitoide. Un casquete gasífero de hasta 300 m de espesor está localizado en la parte alta de la estructura cubriendo la mayor parte de las unidades B0 (Superior) y B1, existiendo diferencias en la ubicación del contacto, verificadas por ensayos de pozo, del orden de las decenas de metros entre algunos sectores, las cuales se supone están asociadas al emplazamiento de filones que actuarían generando compartimientos en el reservorio.

El Basamento como reservorio

El sistema poroso permeable de los granitoides responde a complejos procesos, tales como fracturación y alteración. La fracturación ha influido como resultado de los distintos procesos tectónicos, el plegamiento y el levantamiento a una cota muy superior respecto al entorno. Esto ocurrió desde los estadios iniciales de la cuenca, y ha sufrido reiteradas repeticiones de movimientos hasta la actualidad, documentado por la presencia de fallas activas.

La generación de porosidad por fracturamiento y alteración se da en todas las escalas, observadas tanto en

afloramientos, imágenes de pozo y coronas, las cuales consisten en fracturas con presencia de estrías debido a reactivación de las mismas y cementos en fracturas con diferente grado de relleno, formando puentes de calcita o rodocrocita entre las paredes de las mismas.

La presencia de espesos sectores brechados y en algunos casos milonitizados, caracterizan una roca disgregada en pequeños bloques, de tal manera que se forma una porosidad de matriz. Estas zonas, donde el picado de fracturas individuales en las imágenes de pozo es dificultoso, aportan la mayor parte del almacenamiento, y son claramente visibles como sectores con T2 altos y alta porosidad en los perfiles de RMN (figura 10).

La baja porosidad primaria y los efectos del fracturamiento del granitoide, a la vez la heterogeneidad en la composición y la alteración de la roca granítica, afectan fuertemente las mediciones convencionales de porosidad. No obstante, una combinación de registros de imagen resistiva, RMN, propiedades mecánicas, el uso de "m" = "n" variable y ecuaciones apropiadas, permiten obtener una evaluación cuantitativa de los fluidos presentes en el sistema matriz fracturado.

Mediante la observación de la relación entre ALHI (*Acoustic Ligth Hydrocarbon Indicator*), un indicador de hidrocarburos livianos basado en la pérdida de energía (amplitud), principalmente de las ondas compresionales en la zona de acoplamiento entre gas y sólidos o entre gas y líquidos, contra la relación de velocidades de las ondas P y S, y perfiles nucleares, es posible identificar con claridad las zonas de gas y de petróleo, así como sectores alterados

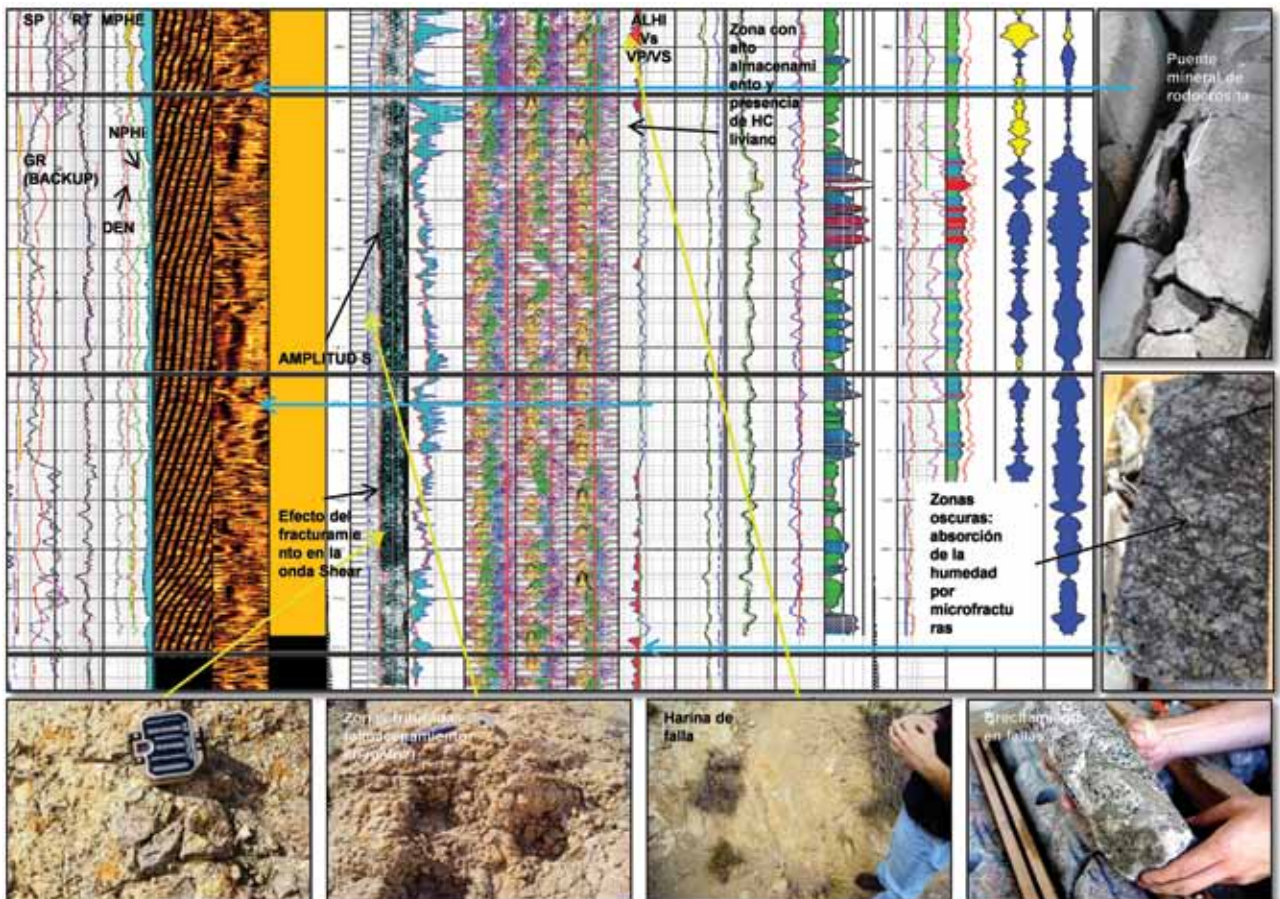


Figura 10. Tipos de porosidad, fracturamiento y su respuesta en los perfiles.

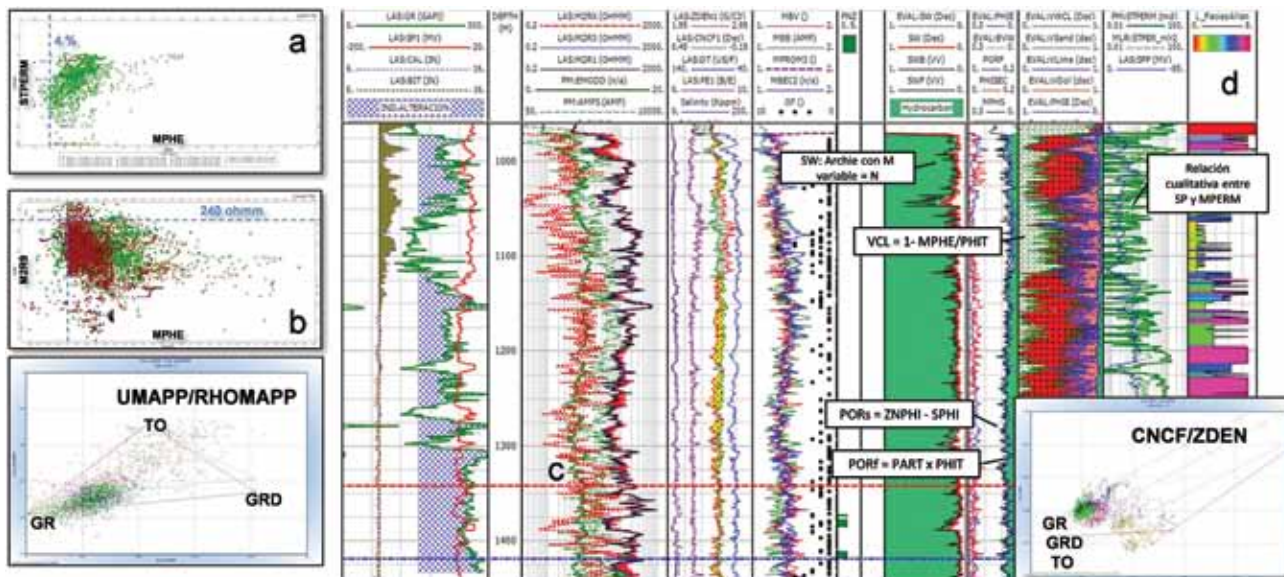


Figura 11. a) Cutoff de Porosidad; b) Cutoff de RT; c) Análisis con "m variable = n"; d) Relación entre SP y MPERM.

donde el almacenamiento es mayor. La identificación y procesado de la respuesta eléctrica de las fracturas individuales permite reconocer sectores en donde la capacidad de flujo está potenciada por la alta permeabilidad de las fracturas naturales.

La porosidad efectiva (MPHE) es estimada por medio de registros de RMN luego de la aplicación de un "cutoff" espectral (Arro, 2003), el cual considera al fluido irreducible contenido en una película de espesor constante en toda la superficie de los poros. Cuando el radio poral es menor que el espesor de esta película, los poros se encuentran totalmente saturados por agua irreducible.

MPHE es la base en las estimaciones de volumen poral y capacidad de almacenamiento (MPHE x espesor); a su vez, MPHS (Porosidad Total de RMN) sirve como dato de entrada en un modelo petrofísico de "m y n variable" basado en las ecuaciones de Archie. Se verifica una correlación entre el grado de fracturamiento del reservorio y la Resistividad Profunda (RT). De este modo, es posible estimar un Exponente de Cementación (m) basado en el cociente logarítmico entre RT y MPHS (figura 11c: curva MPROM). Disponiendo de un análisis de propiedades mecánicas de la roca se obtiene "m variable" del promedio re-escalado entre Módulo de Young y Amplitud S. Por último, se utiliza un promedio de los diferentes métodos, y luego se hace m = n.

Las estimaciones de Saturación de Agua (SW) arrojan valores bajos en casi toda la extensión vertical del reservorio (figura 11d), en concordancia con el corte de agua en producción, siendo algo mayor en los sectores más bajos, lo cual indica la cercanía a una zona de transición hacia un acuífero verificado mediante ensayos en pozos profundos. La salinidad del agua de formación es en torno a 161.500 ppm de NaCl equivalente.

Una estimación de la porción de la porosidad correspondiente a fracturas naturales puede ser obtenida mediante el uso del índice de Partición, resolviendo una ecuación cuadrática, para m de matriz igual a 2 (aproximación).

Es importante aclarar el término porosidad de matriz en reservorios de basamento cristalino, ya que originalmente y sin efectos tectónicos estas rocas poseen no más de 2% de porosidad; a los fines de productividad se asocia a ella

la mayor parte del almacenamiento en el reservorio; su origen es principalmente tectónico como puede verificarse en los afloramientos de Cerro Granito, la misma corresponde a fracturamiento intenso incluso a escala microscópica. Se circunscribe a porosidad de fractura a aquellas cuyos valores de m y n así lo indican, y se expresan según su índice de partición $v = (\phi - \phi_b) / (\phi (1 - \phi_b))$, donde ϕ es porosidad total (fracción) y ϕ_b es porosidad de la matriz (fracción),

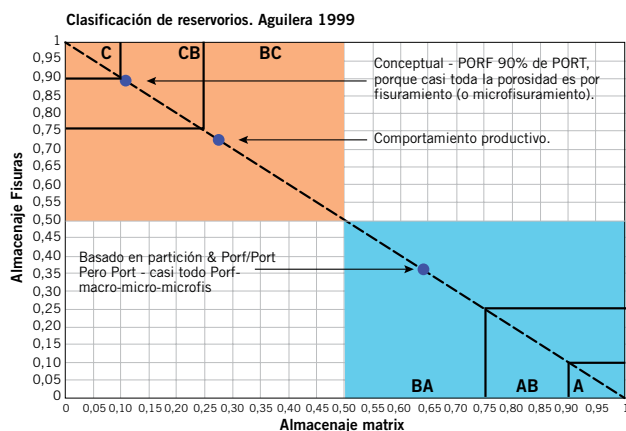


Figura 12. Basamento de acuerdo a tipología de reservorios fracturados (Aguilera 1999).

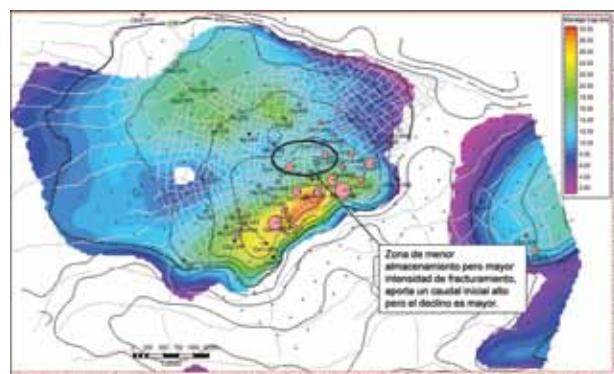


Figura 13. Capacidad de almacenamiento niveles B2, B3 y B4, magnitud de Qi.

40
AÑOS



TECNA

TECNOLOGÍA, INGENIERÍA Y CONSTRUCCIÓN

**MÁS DE 150 PROYECTOS EPC
EJECUTADOS AL SERVICIO
DE LA INDUSTRIA DEL
PETRÓLEO Y GAS**

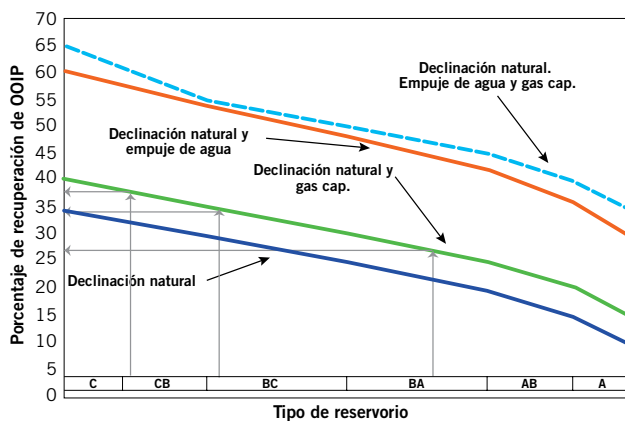


Figura 14. Tipos de reservorio, drenaje y recuperación (modificado de Aguilera, 1999).

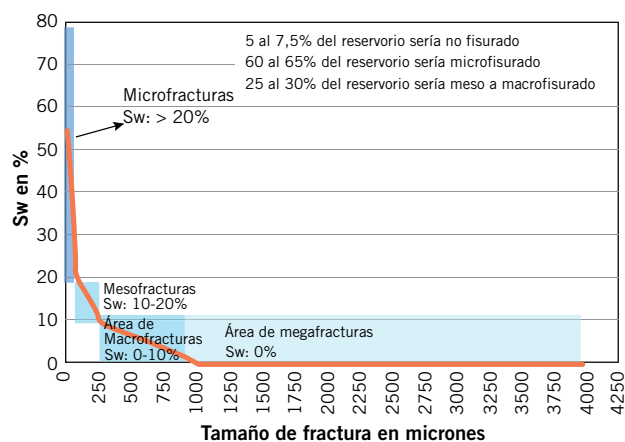


Figura 15. Porcentaje de la SW en el almacenamiento (adaptado de Coalson et al., 1985).

consistente en un sistema de fracturas uniformemente distribuidas y cuya permeabilidad es de algunos órdenes de magnitud menor que la de fractura.

La relación entre los porcentajes de almacenamiento en fracturas y en la porosidad de matriz (figura 12) permite clasificar el reservorio como Tipo BA (65% del almacenamiento en la matriz).

El comportamiento del reservorio responde a las capacidades de flujo (incrementada por la intensidad de fracturamiento) y almacenaje, no necesariamente coincidentes; esta última con fuerte influencia sobre el volumen de hidrocarburo *in situ*, al ser la SW relativamente baja durante todo el espesor de reservorio. Se verifica una relación directa entre Capacidad de almacenamiento y los caudales iniciales estabilizados (Q_{oi}) (figura 13).

Sobre la base de estudios acerca de los distintos tipos de reservorios fracturados y sus mecanismos de energía (Aguilera, 1999), es posible estimar empíricamente un factor de recuperación que considera el mecanismo de expansión de un casquete de gas de aproximadamente 300 m de espesor (figuras 14 y 15).

Conclusiones

La integración de toda la información disponible, sísmica, petrofísica, producción y análogos de afloramientos,

permiten comprender el comportamiento de un reservorio atípico, consistente en una roca originalmente de muy baja permeabilidad, y que fue sometida a todas las fases de deformación que actuaron a lo largo del tiempo y generaron almacenamiento y permeabilidad por procesos tectónicos principalmente, y en menor medida alteración mineral.

A pesar del carácter masivo del reservorio granitoide, evidente en el análogo de afloramiento del Cerro Grani-to, se reconocen seis zonas de correlación, las cuales son visibles en la sísmica como halos que presentan sutiles diferencias en los patrones de amplitud y frecuencia de los reflectores. Un casquete de gas de hasta 300 m de espesor está emplazado en la parte superior de la estructura anticlinal, abarcando la mayor parte de las zonas de correlación B0 y B1. El carácter tectónico de los procesos que originaron porosidad y permeabilidad, y su relación con la cercanía a fallas, implica una distribución subvertical en la continuidad de estas propiedades. De este modo, la conectividad vertical sería alta, y el casquete de gas proveería de energía al reservorio, aunque esto está pendiente de verificación. La conectividad lateral es limitada, no hay evidencias de interferencia entre pozos.

Las zonas con mayor potencial para sostener la producción de hidrocarburos son las de mayor Capacidad de almacenamiento. Los sectores con mayor intensidad de fracturamiento pero baja Capacidad de almacenamiento, tal como la porción cuspidal de la estructura, han probado caudales iniciales altos y rápida declinación a medida que las fracturas son drenadas y comienza el aporte de la matriz microfracturada.

El mecanismo de drenaje correspondería a declinación natural y expansión del casquete de gas. La caracterización petrofísica del reservorio como tipo BA (65% del almacenamiento en porosidad de matriz), permitiría estimar empíricamente un factor de recuperación a verificar con otros métodos e historia de producción suficiente. El "oil leg" correspondería a un espesor de hasta 450 m, es decir hasta donde se comprueba un contacto agua petróleo mediante ensayos de formación en pozos profundos. ■

Agradecimientos

Se agradece a Omar Castillo, Fernando Rey y Mario Pascual, por su colaboración en las tareas que condujeron a aumentar el conocimiento sobre el potencial productivo del Basamento; a Mario Schiuma por las sugerencias y revisión técnica de este trabajo; y a YPF S.A. por su apoyo en la publicación. A Carin Regazzoni, por su amistad y compañerismo.

Bibliografía

- Aguilera, Roberto: *Naturally Fractured Reservoirs*, 2ª edición, PennWell Books, Tulsa, Oklahoma (1995), pág. 11.
- Aguilera, Roberto: "Recovery Factors and Reserves in Naturally Fractured Reservoirs", *Journal of Canadian Petroleum Technology*, Distinguished Authors Series, julio de 1999, volumen 38, nº 7, págs. 15-18.
- Arro, J.R., 2003. Resonancia Magnética Nuclear, Principios y Aplicaciones en la Cuenca del Golfo San Jorge, Informe Inédito.
- Bruveris, P. y O. Pioli, 2010, Informe de re-evaluación

sísmico-geológica del bloque Octógono, YPF S.A., informe inédito.

- Coalson, E. B., D. J. Hartmann, y J. B. Thomas, 1985, *Productive characteristics of common reservoir porosity types: Bulletin of the South Texas Geological Society*, v. 25, nº 6, págs. 35-51.
- Cruz, C. E.; Boll, A.; Gómez Omil, R.; Martínez, E. A.; Arregui, C.; Gulisano, C. A.; Laffitte, G. A. y Villar, H. J., "Hábitat de hidrocarburos y sistemas de carga Los Molles y Vaca Muerta en el sector central de la Cuenca Neuquina, Argentina", 5º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, 2002.
- Gómez Omil, R.; Schmithalter, J.; Cangini, A.; Albariño, L.; Corsi, A., "El Grupo Cuyo en la Dorsal de Huincul, consideraciones estratigráficas, tectónicas y petroleras. Cuenca Neuquina", 5º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, 2002.
- Mosquera, A., "Inversión tectónica jurásico inferior en el sector central de la Dorsal de Huincul, Área Los Bastos", 5º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Mar del Plata, 2002.
- Ploszkiewics, J. V.; Orchuela, L.; Vaillard, J. C. y Viñes, R., "Compresión y desplazamiento lateral en la zona de la falla Huincul, estructuras asociadas, provincia del Neuquén", 9º Congreso Geológico Argentino, Bariloche, 1984, actas II, págs. 163-169.
- Silvestro, J. y Zubiri, M., 2008. Convergencia oblicua: modelo estructural alternativo para la dorsal Neuquina (39ºs) – Neuquén, Revista de la Asociación Geológica

Argentina, v. 63 nº 1, Buenos Aires.

- Taha, M., 1998. *Fractures and fractures reservoirs*. Search, Schlumberger Sureco C.A. 6: 6-25.
- Turner, J. C. M., 1965a. Estratigrafía de la comarca de Junín de los Andes. Academia Nacional de Ciencias, Boletín 44, 5-51. Córdoba.
- Turner, J.C.M., 1965b. Estratigrafía de Aluminé y adyacencias (Provincia del Neuquén). Revista de la Asociación Geológica Argentina, 20 (2), 153-1164. Buenos Aires.
- Turner, J.C., 1976. Descripción de la Hoja 36 a, Aluminé, provincia del Neuquén. Servicio Geológico Nacional, Boletín 145: 1-80. Buenos Aires.
- Uliana, M. A.; Biddle, K. T. y Cerdan, J., "Mesozoic Extension and the Formation of Argentina Sedimentary Basins", en Tankard, A. J. y Balkwill, H. R. (eds.), *Extensional Tectonics and Stratigraphy of the North Atlantic Margins*, AAPG Memoir, Nº 46, 1989, págs. 615-631.
- Vergani, G. D.; Tankard, A. J.; Belotti, H. J. y Welsink, H. J., "Tectonic Evolution and Paleogeography of the Neuquén Basin, Argentina", en Tankard, A. J.; Suárez S., R. y Welsink, H. J., *Petroleum Basins of South America*, AAPG Memoir, Nº 62, 1995, págs. 383-402.
- Windhausen, A., 1924, *Einige Linien der geologischen Entwicklungsgeschichte Patagoniens im Lichte neuerer Forschungen*, 17. Jahresbericht des Niedersächsischen Geologischen Vereins zu Hannover, Hannover.
- Windhausen, A., 1935, Apuntes sobre la zona petrolera de la Patagonia meridional, Boletín de Informaciones Petroleras de YPF, Buenos Aires.

ESTUDIOS.UBA.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



Vaca Muerta, desde el cubo sísmico al Modelo Geomecánico

Por **José Luis Capuano** (Capex S.A.)

Este trabajo ha sido galardonado con el 1º Premio del Simposio de Geofísica del IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (Mendoza, 2014).

Frente a la necesidad de encarar el estudio de Vaca Muerta, en el campo Agua del Cajón, situado a 20 Km. al oeste de la ciudad de Neuquén, el primer elemento observado fue la sísmica de superficie.

La figura 1 muestra la migración prestack Kirchhoff de una línea sísmica, focalizada en Vaca Muerta. Aquí podemos observar, según el carácter sísmico, tres paquetes bien diferenciados. La base, delineada por horizontes continuos y de buena definición; la zona intermedia, donde el carácter sísmico es diferente al anterior con horizontes de baja definición; y la parte superior (tope de Vaca Muerta), con una buena continuidad pero diferente a la base.

Esta primera observación básica nos llevó a pensar que podíamos dividir a la formación en tres unidades.

El paso posterior fue generar una inversión acústica (figura 2), para estudiar el fenómeno desde los parámetros acústicos. Aquí se ven claramente las tres zonas muy bien diferenciadas.

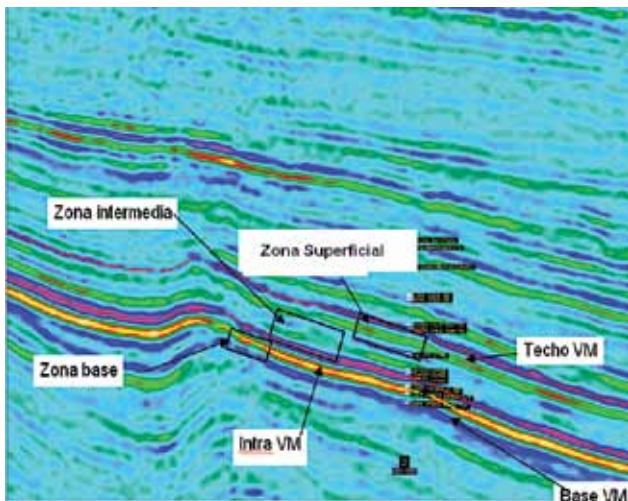


Figura 1. Línea sísmica.

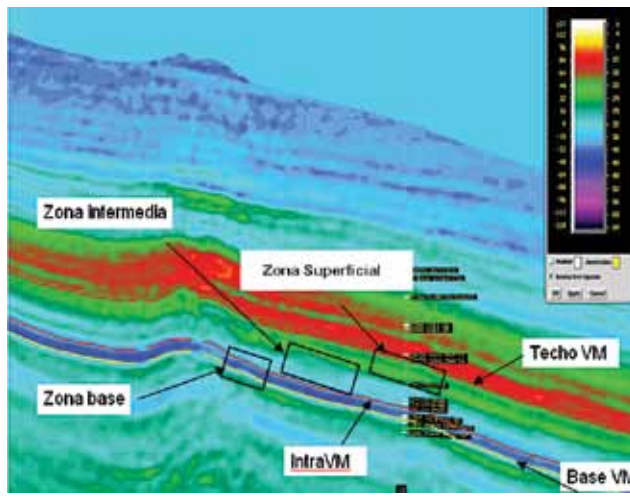


Figura 2. Impedancia acústica.

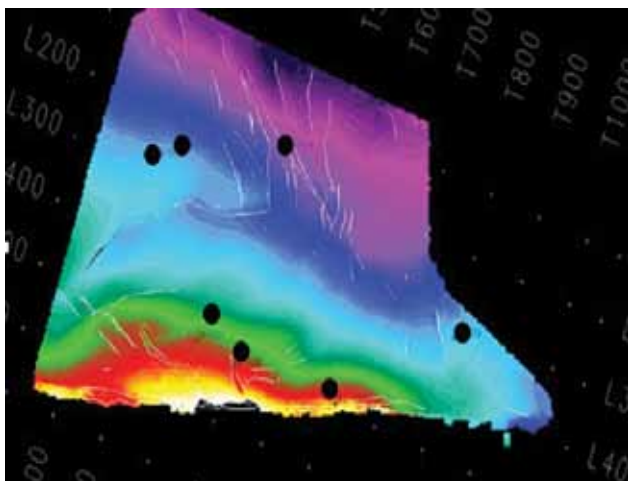


Figura 3. Pozos usados para el cálculo de atributos físicos de las rocas de Vaca Muerta. Isócrono de tope de Vaca Muerta. Mapa de tope de Vaca Muerta.

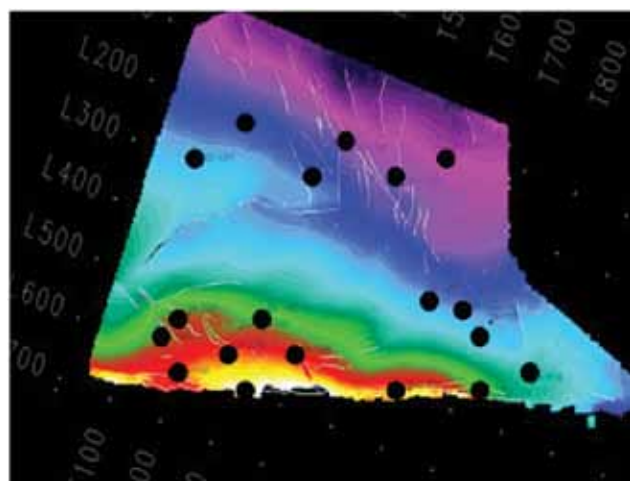


Figura 4. Pozos usados para el cálculo de TOC de Vaca Muerta. Isócrono de tope de Vaca Muerta.

La base de Vaca Muerta, con baja impedancia acústica, nos podría estar mostrando la presencia de alto contenido orgánico (Yaping Zhu, *The Leading Edge*, marzo de 2011). Las capas superiores con menos impedancia acústica, mostrarían que el contenido orgánico disminuye. Estas fueron las primeras suposiciones en base a un parámetro acústico.

A partir de estas ideas, el próximo paso fue relacionar los datos de parámetros geomecánicos y de contenido orgánico con la sísmica, la cual trae información intrínseca de esos parámetros.

Desde la petrofísica se generaron perfiles del Módulo de Young, relación de Poisson, Fragilidad, TOC. Por medio de redes neuronales, y tomando como atributo externo la impedancia acústica, se calcularon cubos de estos atributos.

Para el cálculo de atributos físicos se usaron 7 pozos distribuidos como muestra la figura 3, y para el TOC, se usaron 19 pozos (figura 4).

La figura 5 muestra la validación de los perfiles calculados con redes neuronales. Cada uno de estos perfiles fue calculado sin tener en cuenta el perfil del que disponemos como dato. El perfil predicho en esa posición, (en rojo en la figura), se puede comparar con el original y tener una idea concreta de la confiabilidad de la solución obtenida. Las correlaciones obtenidas fueron muy buenas (figuras 5, 6 y 7).

La figura 6 muestra una línea del cubo de fragilidad junto con el perfil.

La base de Vaca Muerta muestra la zona menos frágil, aumentando en la parte intermedia y haciéndose más

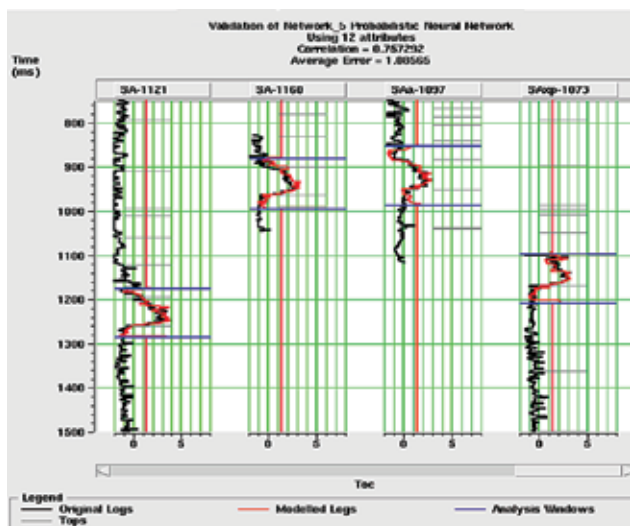


Figura 5. Validación.

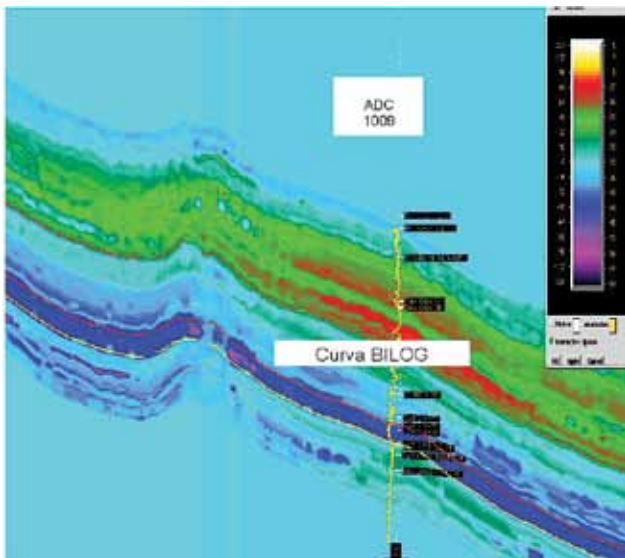


Figura 6. Línea de fragilidad.

frágil en la parte superior, debido a que el contenido orgánico disminuye.

En la figura 7 se aprecia una línea extraída del cubo de TOC, junto con un perfil de TOC.

La base de Vaca Muerta muestra el mayor contenido de TOC, disminuyendo hacia la zona intermedia, y con valores menores aun en la parte superior.

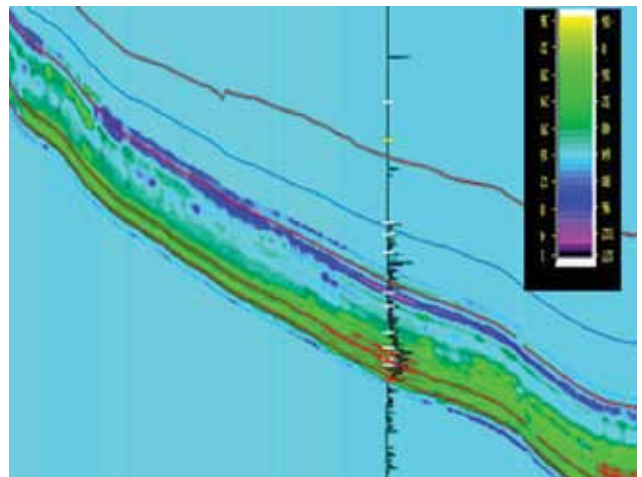


Figura 7. Línea de TOC.

Esto nos ratifica la hipótesis que habíamos planteado en base a la impedancia acústica; esto es menor impedancia mayor TOC.

Efectos de la materia orgánica (TOC) sobre los parámetros elásticos

La velocidad de las ondas acústicas en las rocas es afectada por diversos elementos, tales como litología, porosidad,

AGUSTI L. S.R.L.

Subastas de Activos Industriales

Yerbal 2105 1er Piso Of. "A" C1406GJW | Ciudad de Buenos Aires | República Argentina

Tel/Fax: 011 5430.8000 | 011 5430.9000 | info@agustisubastas.com.ar | www.agustisubastas.com.ar

Especialistas en Subastas de Rodados, Equipos y Materiales del Sector Petrolero

“Un apellido con 50 años al servicio de la Industria”



ESFEROMATIC

El primer pozo de **Shale Gas** en Argentina produce con **Válvulas de Control Esferomatic...**



Licencia FOXBORO



Válvula de Control V1

Esferomatic fabrica, bajo licencia desde 1991, las Válvulas de Control Foxboro, siendo el único fabricante en el mundo.

Las válvulas de control V1S y V1C tienen certificación ISO 9001 de Det Norske Veritas.



Planta Industrial, Administración y Ventas: Gran Canaria 3010, Esquina Laprida - (B1878EEJ) Quilmes Bs. As. Argentina
Tel.: (54-11) 4278-3000 (Líneas rotativas) / Fax: (54-11) 4278-2317/2894 / E-mail: ventas@esferomatic.com.ar

www.esferomatic.com.ar

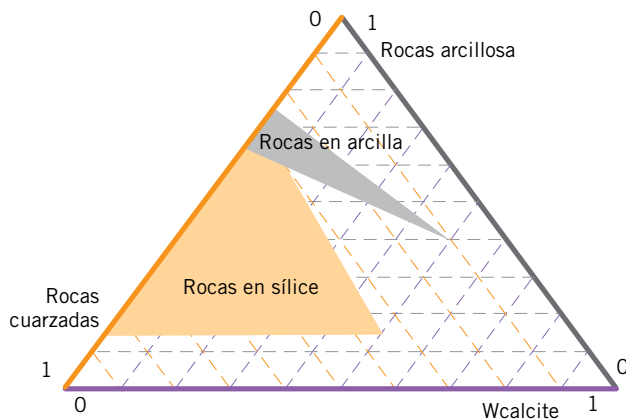


Figura 8. Plot Ternario de composición de minerales de varios reservorios de shale gas (adaptado de Passey et al., 2010).

contenido de fluidos, permeabilidad, campo de esfuerzos, etcétera, y también por el contenido de materia orgánica, el cual es muy importante a la hora de definir un sweet spot.

Veamos cómo afecta la materia orgánica a los parámetros elásticos. De acuerdo al Plot ternario (Passey et al., 2010) las shale gas pueden ser más ricas en ciertos minerales que en otros (figura 8). Aquí vemos en naranja la distribución de puntos para rocas más cuarzosas y en gris para más arcillosas.

Analicemos el comportamiento de la impedancia y velocidad respecto del TOC, para shales ricas en silicio y en arcilla.

El Cross Plot de la figura 9 nos muestra la impedancia p , contra VP/Vs y el TOC.

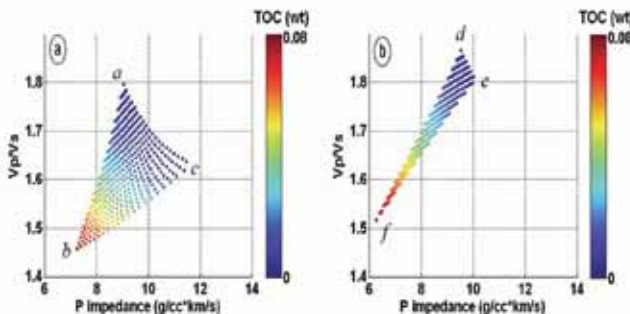


Figura 9. Cross Plot de impedancia P contra Vp/Vs (con escala de color de TOC) para dos escenarios: a. roca rica en silicio, y b. roca rica en arcilla.

La figura "a" es para rocas ricas en silicio, y la "b" para rocas ricas en arcilla.

En ambas, el mayor TOC está relacionado con bajas impedancias. En las rocas ricas en silicio, las variaciones de impedancia y Vp/Vs son mayores que en las rocas ricas en arcilla. Puntos a-c y d-e.

Este mismo estudio lo realizamos con los datos de los cubos de propiedades, y los resultados se muestran en la figura 10. En ella, se observa que la nube con mayor densidad de puntos violeta, marca la zona más profunda de Vaca Muerta y es la que tiene mayor TOC. La zona de menor TOC está representada por la nube de la parte superior izquierda, mostrando los puntos pertenecientes a zonas más superficiales.

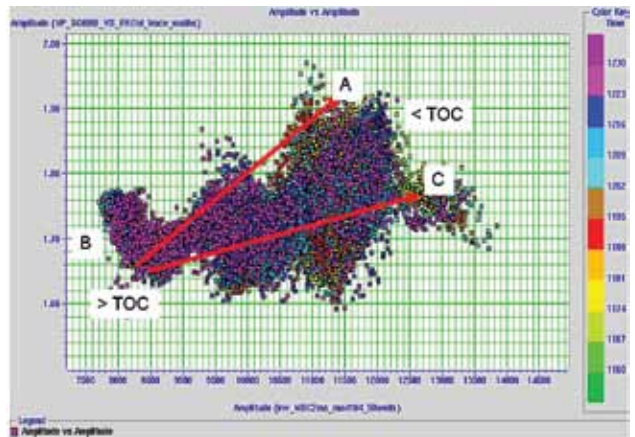


Figura 10. Cross Plot entre inline 350-355 y xlines 70-350.

Si marcamos un triángulo y comparamos los tres gráficos, vemos que en la figura 9, rocas ricas en silicio tienen vértices:

A: 9000 – 1.8; B: 7000 – 1.45; C: 11900 – 1.63

Las rocas ricas en arcilla, (figura 9 b) tienen vértices:

D: 9500 – 1.85; E: 10000 – 1.8; F: 6000 -1.5

Mientras que en la figura 10 los vértices son:

A: 11500 – 1.9; B: 8400 – 1.65; C: 12500 – 1.75

Comparando todas las figuras, podemos ver que nuestra curva se asemeja más a la curva rica en silicio que a la curva rica en arcilla.

Esta comparación toma más peso cuando desde la petrofísica se comprueba que nuestra shale es de bajo contenido arcilloso. Todo este análisis no tiene un valor cuantitativo, pero sí nos da la idea de que los datos obtenidos desde nuestros atributos tienen coherencia con la realidad física y mineralógica del yacimiento.

Ahora, veamos qué nos muestra un Cross Plot entre la velocidad P contra VP/Vs , y el TOC (figura 11).

Aquí se ve claramente cómo las zonas de mayor TOC se muestran con menor velocidad, y cómo se discrimina.

Analizando el comportamiento en una parte de nuestro yacimiento, vemos en la figura 12 una clara discriminación entre las velocidades y el TOC. La zona con menor velocidad está definida por los puntos amarillos (TOC 2.2 aproximadamente) y los puntos verdes (TOC 1.1 aproximadamente).

Pudimos mostrar con este análisis cómo afecta la materia orgánica a la velocidad y la confiabilidad de nuestros datos obtenidos por redes neuronales.

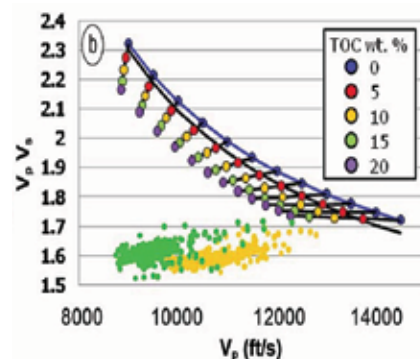


Figura 11. Cross Plot entre la velocidad P contra VP/Vs y el TOC.



VENIMOS CON ENERGÍA

Ya estamos en Av. Del Libertador y Salguero.

Somos AXION energy, una compañía de combustibles que integra la excelencia operativa y el desarrollo tecnológico alcanzado por Bidas en más de cinco décadas de historia en el país y por CNOOC la mayor productora offshore de gas y petróleo de China y la experiencia de Esso con más de 100 años en Argentina.

Para estar más cerca tuyo, venimos a ofrecerte la mayor calidad en todo. Por eso estamos ampliando nuestra refinería, produciendo más y mejores combustibles y expandiendo nuestra red de estaciones de servicio.

SOMOS ACCIÓN. SOMOS ENERGÍA.



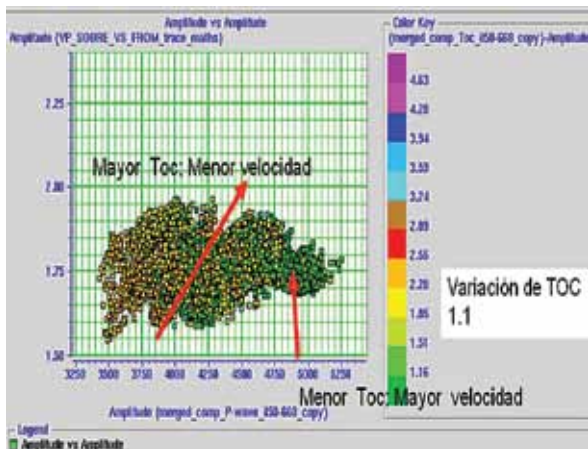


Figura 12. Muestra cómo se comporta el TOC con la velocidad.

Módulo de Young y Relación de Poisson

Rickman *et al.* (2008), sugirió que formaciones con valores altos del módulo de Young y baja relación de Poisson son más frágiles, mientras que bajos valores de Young y altos de Poisson, se tornan más dúctiles. Esta característica es importante en la estimulación de fracturas hidráulicas. La fragilidad, aparte de indicarnos la habilidad de iniciar una fractura, también nos indica la posibilidad de mantener su conductividad en el tiempo.

La figura 13 nos muestra un *Cross Plot* de la relación de Poisson y Módulo de Young junto con la fragilidad en *Woodford Shale*. El *Woodford* inferior, formado por rocas ricas en arcilla y pobres en cuarzo, muestra la zona dúctil (verde). El *Woodford* superior con rocas ricas en cuarzo y pobres en arcillas, muestra la zona frágil (rojo).

En nuestro yacimiento, el comportamiento es similar. La figura 14 es un *Cross Plot* desde todos los pozos que tienen calculados el módulo de Young (estático), y se aprecian claramente las relaciones anteriormente mencionadas.

El mismo *Cross Plot* se realizó con los cubos obtenidos a partir de estos datos (figura 15), en una zona determinada del yacimiento, mostrando el mismo comportamiento.

Esto nos da un grado alto de confianza en el cálculo realizado.

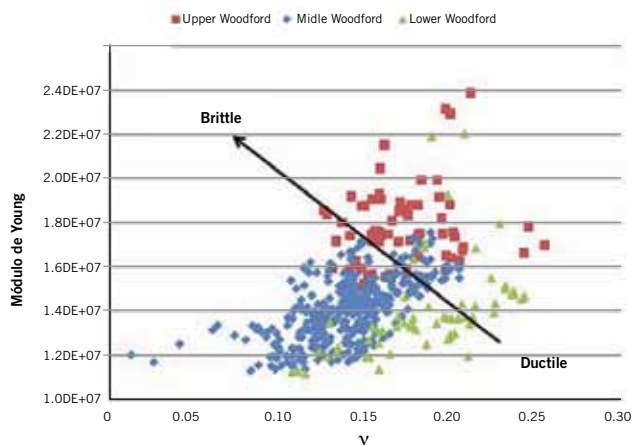


Figura 13. *Cross Plot* del módulo de Young (E) versus relación de Poisson (ν) en *Woodford Shale*.

Se observa tanto en el *Cross Plot* de pozos como en los cubos de atributos, que la fragilidad crece en el mismo sentido. Mayor módulo de Young mayor fragilidad, y menor relación de Poisson mayor fragilidad.

Se observa que para pasar de menor fragilidad a mayor, el módulo de Young varía de 30000 a 90000 MP, es decir 3 veces, mientras que Poisson varía de 0.3 a .25 (20%); esto nos indica que las pequeñas variaciones de Poisson se corresponden con grandes variaciones en la fragilidad.

Veamos ahora las relaciones independientes entre la fragilidad y el Módulo de Young, y la fragilidad y la Relación de Poisson. En la figura 16, a la izquierda, tenemos reflejado el Módulo de Young versus la Fragilidad, mientras que a la derecha mostramos la relación de Poisson versus fragilidad. En ambos casos, la escala de colores representa las profundidades expresadas en unidades de tiempo.

En el gráfico de la derecha, se ve la tendencia para toda la formación Vaca Muerta (desde el tope a la base, en un área determinada del yacimiento (flecha roja), mayor Young, Mayor Fragilidad.

Por otro lado, diferenciamos tres subzonas muy bien definidas, correspondientes a la base, la zona media y la parte superior de Vaca Muerta. La Base (flecha roja), con mayor TOC presenta los valores más bajos de Young y

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



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

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

Teléfono
(54-11) 5352-7777

Fax
(54-11) 5256-6319

website
www.vyp.com.ar

email
info@vyp.com.ar

Sabemos controlarlo. Podemos prevenirlo.



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

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

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

Risk Management SAFE WELL Program

RIG AND WELLHEAD INSPECTIONS & AUDITS:

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

BLOWOUT CONTINGENCY PLANS - BOCP

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

TRAINING:

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



©AB

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



LOCKWOOD
La satisfacción del saber hacer

COMMITTED TO PREVENT ENERGY LOSS

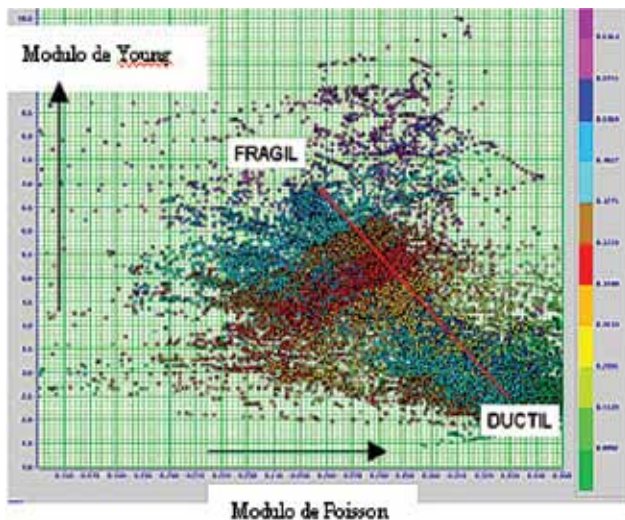


Figura 14. Cross Plot hecho con Perfiles de Rel. de Poisson y Mód. de Young.

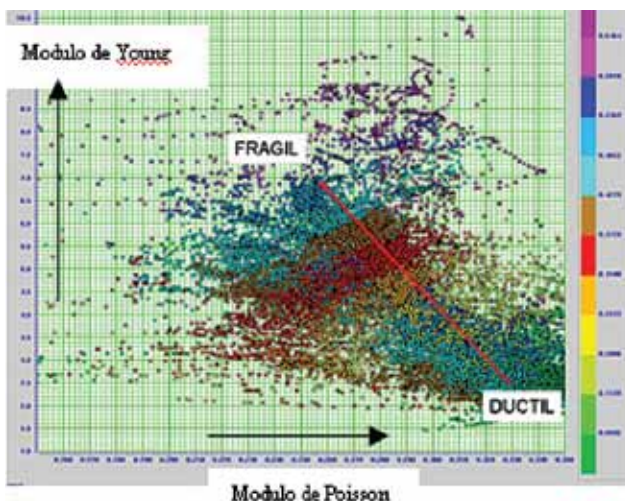


Figura 15. Cross Plot hecho con cubos de atributos de Rel. de Poisson y Mód. de Young.

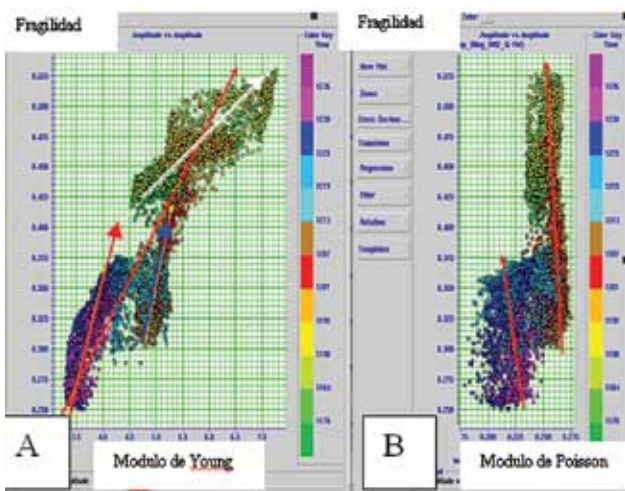


Figura 16. A: Cross Plot entre Fragilidad y Young. / B: Cross Plot entre Fragilidad y Poisson.

Fragilidad. La zona media con menor TOC se hace más frágil (flecha azul). La parte superior, aun con menor TOC, muestra mayor fragilidad y mayor Young (flecha blanca). Por otro lado, las diferentes pendientes de estas flechas son debidas a que el TOC disminuye desde la base al tope de Vaca Muerta.

El gráfico de la derecha nos muestra las tres zonas, observándose la base de Vaca Muerta, donde aumenta la fragilidad al disminuir Poisson (flecha roja izquierda), y la zona intermedia y el tope, diferenciada de la anterior, con el mismo comportamiento (flecha roja derecha). Este comportamiento refleja muy bien las características de estas rocas, mayor TOC en la base y más calcáreo en el tope.

Por otro lado, tanto el módulo de Young como la relación de Poisson son parámetros geomecánicos que nos ayudarán a tener una idea de la dirección de propagación de la fractura inducida.

Las fracturas tenderán a propagarse hacia la zona de menores valores de Poisson. (*Integration of Surface Seismic and Microseismic for the Characterization of a Shale Gas Reservoir*; Mark Norton y Wayne Hovdebo*; David Cho**; Shawn Maxwell and Mike Jones***) (figura 17).

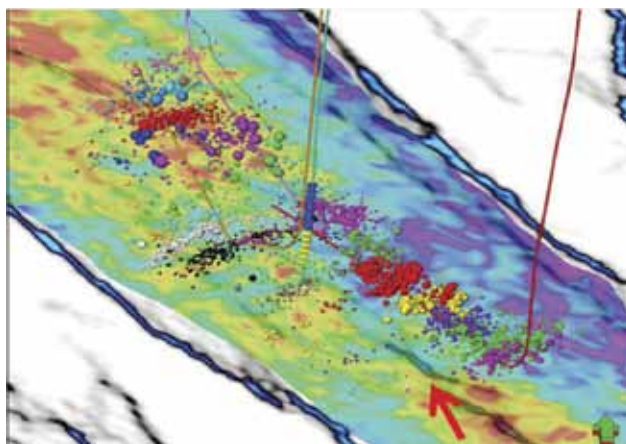


Figura 17. Integración de microsísmica con mapa de la relación de Poisson. Valores naranjas y amarillos son los menores valores de la relación Poisson. (Mark Norton y Wayne Hovdebo*; David Cho**; Shawn Maxwell y Mike Jones***)

Análisis de atributos geomecánicos

Para la determinación de *sweet spots*, existen ciertas condiciones que se tienen que cumplir en la exploración de una *shale gas-oil*.

Asumiendo que la madurez es aceptable en la zona de estudio, las condiciones mínimas necesarias para entender el reservorio son tener un valor razonable de materia orgánica, superior a 2; tener una zona suficientemente frágil que favorezca a la fractura; tener fracturas naturales y conocer el esfuerzo horizontal mínimo (*Seismically Driven Characterization of Unconventional Shale Plays Ahmed Ouenes*, Sigma3 Integrated Reservoir Solutions, Denver, Colorado, USA).

La definición de fragilidad varía de autor en autor. Puede tomar diferentes significados dependiendo de la geografía del campo y del cientista.

Altindag (2003) discutió varias definiciones de fragilidad; Rickman *et al.* (2008) usó en Barnett Shale la definición que combina el Módulo de Young (E) y la relación de Poisson σ .



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



PRODUCTOS PARA PERFORACIÓN | SERVICIOS PARA COMPLETACION Y WORKOVER | SERVICIOS PARA PRODUCCIÓN | SOLUCIONES TÉCNICAS Y SUBMARINAS

Superior soluciones que se extienden al mundo.

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

Explore Superior soluciones en: www.superiorenergy.com

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



SUPERIOR
ENERGY SERVICES, INC.

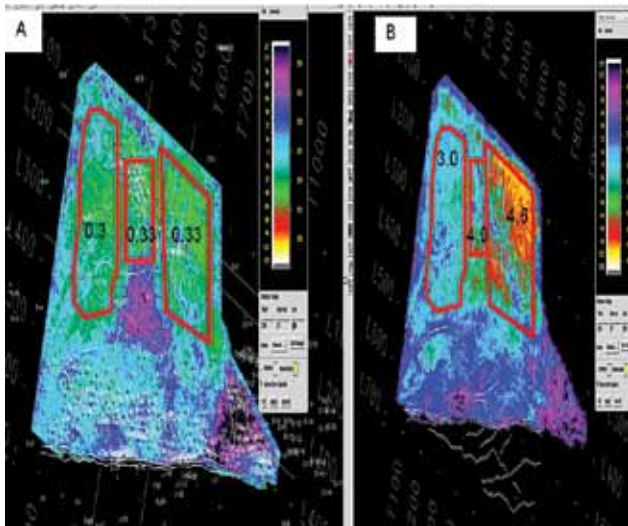


Figura 18. A: Fragilidad entre Intra VM y Base VM. B: (TOC) entre Intra VM y Base VM.

La fragilidad es asumida tener dos componentes, uno relacionado a la Rotura (failure) BRT σ , que depende de la relación de Poisson, y otro relacionado a la capacidad de la roca de mantener abierta una fractura BRTE, dependiente del módulo de Young.

$$BRTE = (E - 1) / (8 - 1) * 100$$

$$BRT \sigma = (\sigma - 0.4) / (0.15 - 0.4) * 10$$

Donde E es el módulo de Young y σ la relación de Poisson.

La Fragilidad es definida como:

$$BRT = (BRTE + BRT \sigma) / 2$$

Las zonas con fracturas naturales son muy favorables para definir *sweet spots*, ya que si están abiertas, son un lugar natural para acumulación de hidrocarburos, y si están cerradas, son relativamente fáciles de abrir y generan el camino para que el hidrocarburo fluya luego de una fractura inducida. A través de la geofísica, el atributo de curvatura es apropiado para la demarcación de estas zonas (en una macroescala), como así también el análisis de amplitud con el azimut y, por supuesto, el conocimiento total del campo de esfuerzos.

En cuanto al esfuerzo horizontal mínimo, la expresión simplificada nos muestra cómo es la dependencia con la

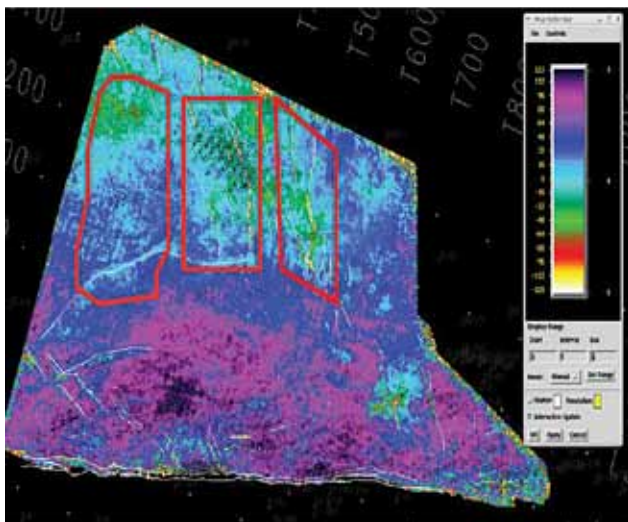


Figura 20. Módulo de Young entre Base e intra Vaca Muerta.

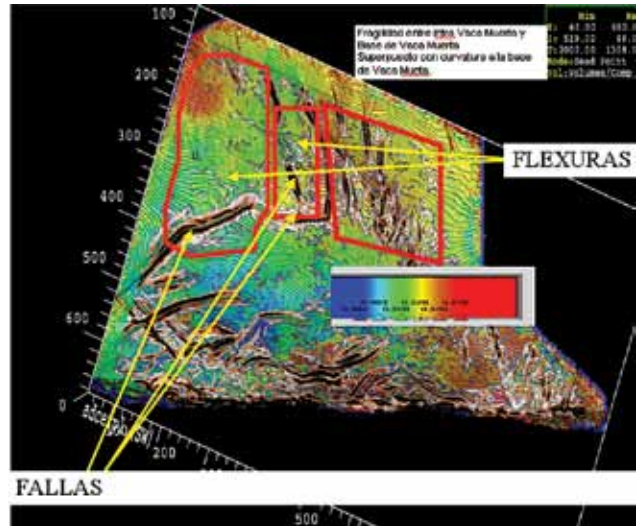


Figura 19. Curvatura a la base de Vaca Muerta.

relación de Poisson. Vemos que a menor Poisson menor esfuerzo, y más fácil de fracturar.

$$\text{Esfuerzo hor} = (\text{Poisson} / (1 - \text{Poisson})) \text{Esfuerzo}_{\text{vert}} + \dots$$

En base al concepto de cada uno de los atributos, desde los cubos de atributos se obtuvieron los mapas correspondientes a tres zonas dentro de Vaca Muerta, la base, la zona intermedia y el tope.

A continuación, mostraremos el estudio sobre la zona cercana a la base de Vaca Muerta.

La figura 18 nos muestra un mapa de fragilidad y de TOC, calculado entre la base de Vaca Muerta y un horizonte intra Vaca Muerta, donde podemos diferenciar dos grandes grupos. La zona sur, con bajos valores de TOC y Fragilidad, y la norte con mejores valores de ambos atributos.

Dentro de la zona norte, vemos 3 subgrupos, el del oeste, con valores aproximados de TOC de 3 y fragilidad de 0.3, el central con TOC de 4 y fragilidad de 0.33 y el este, con TOC de 4.6 y fragilidad de 0.33. Ya teniendo diferenciadas estas zonas, veamos qué nos dice el atributo de curvatura máxima en la figura 19. Aquí observamos que la zona posee una serie de fallas, y entre estas aparecen alineamientos marcándonos zonas con flexuras, lo cual nos

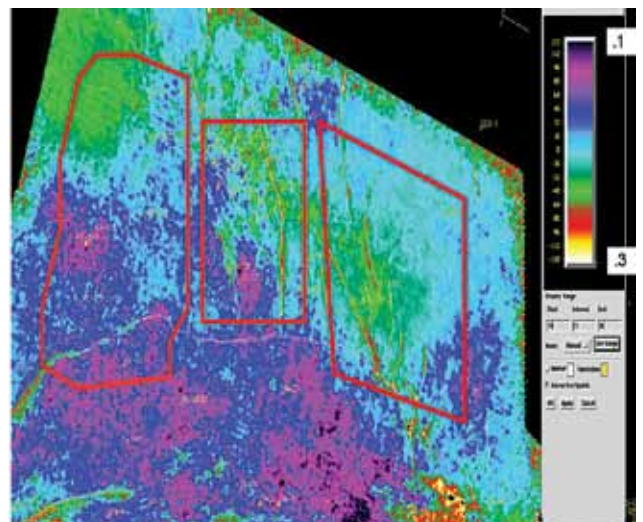


Figura 21. Relación de Poisson entre Base e intra Vaca Muerta.

indica que dicha área estuvo sometida a grandes esfuerzos. Como estamos en una zona relativamente frágil (al menos más frágil que el sur), podemos pensar que aparecerán frecuentemente fracturas naturales, y estarán ligadas a los alineamientos flexurales.

Como vimos anteriormente, las zonas con altos valores del Módulo de Young y bajos valores de Poisson, serían las más favorables para las fracturas. Así generamos mapas de Young y Poisson, buscando esas condiciones. Las figuras 20 y 21 muestran dichos atributos. La figura 22 nos muestra un indicador de zonas más favorables para las fracturas. Este atributo es obtenido de dividir módulo de Young por la relación de Poisson. Las zonas con altos Young y bajos Poisson serán representadas por los mayores valores.

El uso de *Cross Plot* de propiedades adecuadas, es una herramienta muy útil para definir zonas de interés. Si realizamos el *Cross Plot*, la relación de Poisson, como ya mencionamos, los valores altos de fragilidad nos marcarán zonas más propensas a fractura, y valores menores de Poisson marcarán las zonas de esfuerzos horizontales mínimos, el camino más probable de la fractura. La figura 23 muestra una línea de Fragilidad donde vemos bien definidas las zonas frágiles (amarilla a roja – marrón) y la dúctil (verde). La figura 24 muestra la Relación de Poisson, con algunas zonas de menor valor (amarillo), dentro de una zona de valores más altos (azul). La combinación entre estos valores y los valores altos de fragilidad, serían las zonas más propicias para guiar un pozo horizontal con buenas condiciones para la fracturación.

Para definir esa condición, realizamos un *Cross Plot* entre ambos atributos como el de la figura 25. Marcamos una zona 1 con valores relativamente altos de fragilidad y todos los valores de Poisson, y lo vemos en la figura 27, en color celeste. Haciendo lo mismo, pero ahora seleccionando los valores bajos de Poisson entre todos los anteriormente marcados (figura 26). Vemos en la figura 27 la zona roja, que sería la zona con valores altos de Fragilidad y valores bajos de Poisson.

Conclusiones

Frente a la necesidad de entender el comportamiento del yacimiento para la formación Vaca Muerta, se generaron por medio de redes neuronales y a partir de datos puntuales de curvas de Fragilidad, TOC, Módulo de Young, Relación de Poisson, los cubos de dichas propiedades para extenderlas a todo el yacimiento.

Dicho trabajo usó como atributo externo la impedancia acústica obtenida a partir de una inversión acústica.

Desde los cubos de propiedades, se obtuvieron mapas para tres niveles de Vaca Muerta. La base, una zona intermedia y el tope; este trabajo solo muestra el resultado con los datos de la base.

A partir de estos mapas, se buscaron las zonas donde se conjugaran el contenido orgánico, la fragilidad, la curvatura, y donde los valores de módulo de Young y Relación de Poisson sean apropiados para que los esfuerzos mínimos sean favorables a la fracturación. Por medio del *crossplot* de propiedades, podemos definir zonas apropiadas para la guía de pozos horizontales.



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
Oxigeno

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

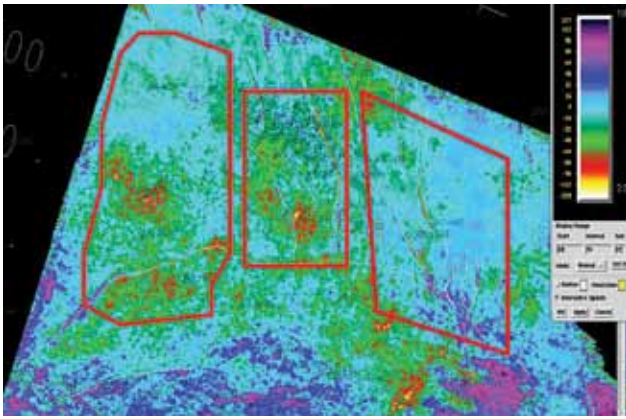


Figura 22. Indicador de mejor condición de fractura entre intra y base de Vaca Muerta. Módulo de Young dividido Poisson.

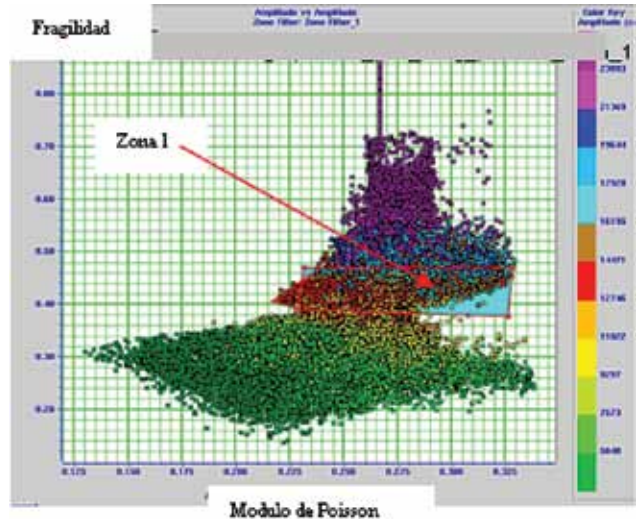


Figura 25. Cross Plot entre Relación de Poisson y Fragilidad, zona 1.

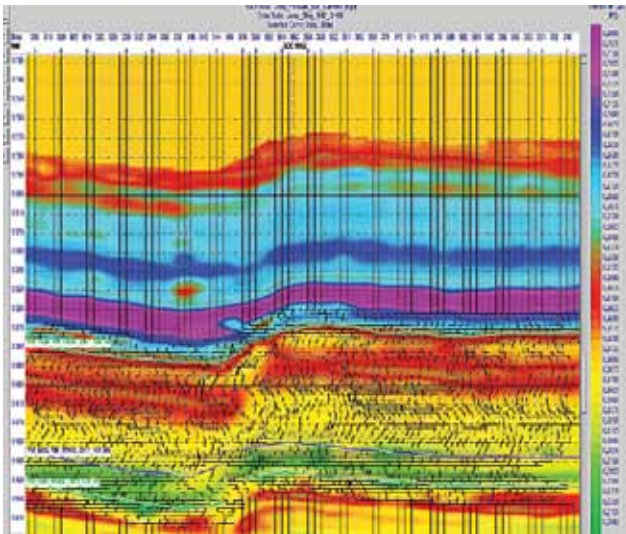


Figura 23. Línea de Fragilidad.

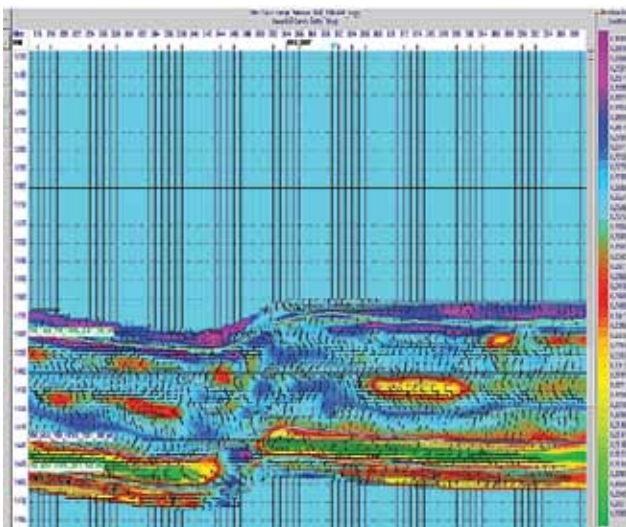


Figura 24. Línea de Relación de Poisson.

Toda esta información nos mostró la extensión de la zona más favorable del yacimiento, que se encuentra al norte, lugar donde tenemos que poner el esfuerzo en la primera etapa de la exploración.

Desde el punto de vista geofísico, todo el trabajo se realizó con los datos disponibles al momento del planteo de la exploración, los cuales se basaron en la inversión acústica como atributo externo desde una sísmica *prestack*.

Los pasos siguientes deberían ser en base a una inversión AVO, o directamente hacer uso de nuevos algoritmos para obtener cubos de anisotropía, esfuerzos, presiones, etcétera, y así apoyar a los ingenieros y geólogos en forma más detallada. ■

Agradecimientos

Al Geofísico Guillermo Vihari, por haber llevado a cabo la generación de los cubos de atributos geomecánicos. A la gerencia de Exploración y Desarrollo de Capex S.A., por permitir la publicación de este artículo.

Referencias

Shaun Maxwell, Schlumberger, 2011. *Microseismic hydraulic fracture imaging. The path toward optimizing shale gas production*. The Leading Edge, marzo de 2011.

C. Cipolla, S. Maxwell, M. Mack, R. Downie, Schlumberger, 2011. *A practical guide to interpreting microseismic Measurements*, SPE 144067.

Adam Baig y Ted Urbanic, Engineering Seismology Group Canada, 2010. *Microseismic moment tensors: A path to understanding frac growth*. The Leading Edge, marzo de 2010.

Peter M. Duncan, Eric B. Gardner y Douglas C. Nester, 3DX Technologies, Inc., 1997. *3-D seismic imaging in real-time What's stopping us*. The Leading Edge, octubre de 1997.

Leo Eisner, Sheryl Williams-Stroud, Andrew Hill, Peter Duncan, y Mike Thornton, *MicroSeismic, 2010, Beyond the dots in the box Microseismicity constrained fracture models for reservoir simulation*. The Leading Edge, octubre de 2010.

Leo Eisner y Peter M. Duncan, Microseismic, Werner M. Heilgl, Apache, William R. Keller, Chesapeake Energy, 2009,

LUFKIN

Expect More

Más **SISTEMAS**
Más **SERVICIOS**
Más **OFICINAS**



Las unidades de bombeo con legendaria calidad y fiabilidad, han sido la reputación de Lufkin por más de 100 años. En esa misma tradición, Lufkin ahora ofrece más sistemas de extracción artificial, más servicios de soporte y más oficinas para brindar servicios alrededor del mundo.

Estas soluciones de ingeniería, atendidas por nuestro experimentado staff, entregan una óptima producción a sus pozos de petróleo y gas.

Ahora más Servicios y Sistemas para reunir sus requisitos:

- Automatización
- Unidades de Bombeo
- Unidades de Bombeo Hidráulicas
- Bombas de Profundidad
- Bomba de Cavidad Progresiva
- Optimización del Producto
- Monitoreo de Pozos
- SCADA
- Plunger Lift
- Bombeo Neumático
- Productos de Completación de Pozos
- Mantenimiento y Reparación
- Capacitación

Escanee aquí para más información del producto



The Energy Flows Through Us®

LUFKIN.COM

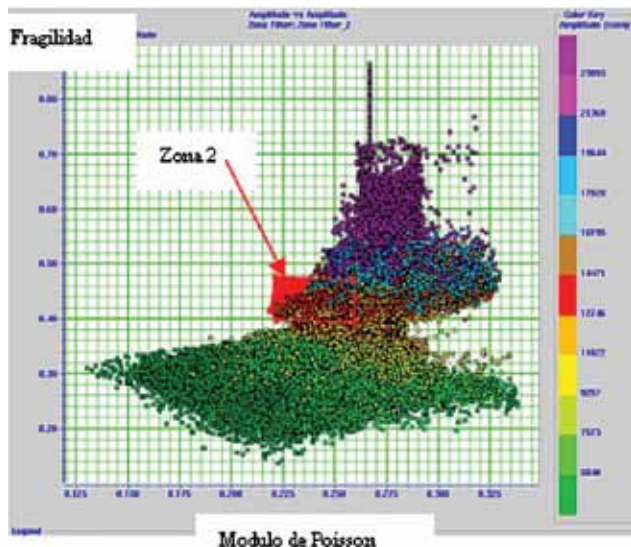


Figura 26. Cross Plot entre Relación de Poisson y Fragilidad, zona 2.

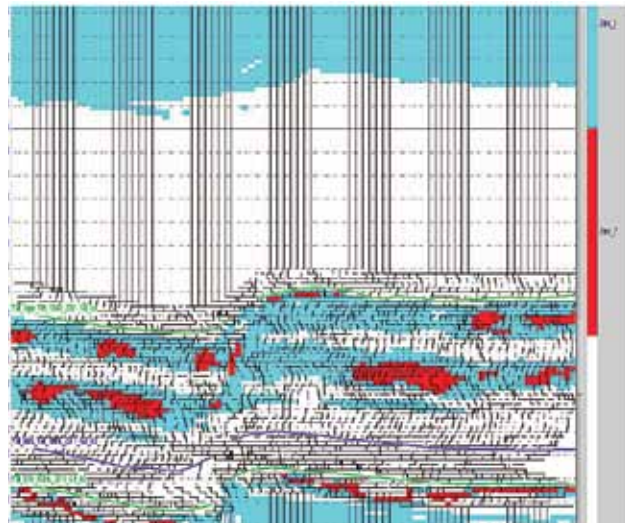


Figura 27. Línea con Zona 1 (celeste) y Zona 2 (rojo).

Uncertainties in passive seismic monitoring. The Leading Edge, junio de 2009.

Mark Norton y Wayne Hovdebo*; David Cho**; Shawn Maxwell y Mike Jones***. *Progress Energy Resources, **University of Calgary, ***Schlumberger, *Integration of Surface Seismic and Microseismic for the Characterization of a Shale Gas Reservoir.* CSEG Recorder, enero de 2011.

Ahmed Ouenes, *Sigma3 Integrated Reservoir Solutions*, Denver, Colorado, USA, 2012, *Seismically Driven Characterization of Unconventional Shale Plays:* CSEG Recorder, febrero de 2012.

Adam Koesoemadinata, George El-Kaseeh, 2011, *Seismic reservoir characterization in Marcellus shale:* SEG San Antonio 2011.

Rick Rickman, Mike Mullen, Erick Petre, Bill Grieser y Donald Kundert, SPE, Halliburton, 2008. *Sigma3 Integrated Reservoir Solutions*, Denver, Colorado, USA. SPE 115258. *A practical use of shale Petrophysics for Stimulation design optimization: All shale plays are not clones of the Barnett shale.*

Jack P. Dvorkin, 2008, *Can gas sand have a large Poisson's ratio?* Geophysics, Vol. 73, Nº 2, marzo-abril de 2008; P. E51-E57, 12 Figs., 1TABLE.10.1190/1.2821820.

Marco Perez*, David Close, Bill Goodway y Greg Purdue, Apache Canada Ltd, 2011, *Developing Templates for Integrating Quantitative Geophysics and Hydraulic Fracture:* SEG San Antonio 2011 Annual Meeting.

Carl H. Sondergeld y Chandra S. Rai, *University of Oklahoma Completions Data: Part I - Principles and Theory*, 2011, *Elastic anisotropy of shale.* The Leading Edge, marzo de 2011.

Amien M. Lucier, Ronny Hofmann y L. Taras Bryndzia, *Shell International Exploration and Production, Projects & Technology*, 2011. *Evaluation of variable gas saturation on acoustic log data from the Haynesville Dhale gas play*, NW Louisiana, USA, The Leading Edge, marzo de 2011.

Melia Da Silva* y Kurt Marfurt, *The University of Oklahoma*, 2012, *Framework for EUR correlation to Seismic Attributes in the Barnett Shale*, TX: SEG Las Vegas 2012 Annual Meeting.

Nicholas B. Harris, University of Alberta, Jennifer L. Miskimins y Cheril A. Mnich, Colorado School of Mines, 2011, *Mechanical anisotropy in the Woodford Shale, Permian Basin: Origin, magnitude, and scale.* The Leading Edge, marzo de 2011.

Leon Thomsen Delta Geophysics, University of Houston, 2012, *On the use of isotropic parameters λ , E , ν to understand anisotropic shale behaviour.* Istanbul International Geophysical Conference and Oil & Gas Exhibition, Istanbul, Turkey, 17-19 de septiembre de 2012.

Joaquín Cardoso*, Eduardo Trinchero* y Luis Vernengo*, Pan American Energy LLC, 2012, *A seismic characterization of a non conventional reservoir using geometric and geomechanical attribute.* V Simpósio Brasileiro de Geofísica.

David H. Johnston*, 1987, *Physical properties of shale at temperature and pressure.* David H. Johnston*: Geophysics, Vol. 52, Nº 10 (octubre de 1987); P. 1391-1401, 18 Figs., 2 TABLES.

Manika Prasad, Arpita Pal-Bathija, Merrick Johnston, Marisa Rydzy y Mike Batzle, Colorado School of Mines, 2009, *Rock physics of the unconventional.* The Leading Edge, enero de 2009.

Yanxia Guo, Kui Zhang y Kurt J. Marfurt, University of Oklahoma, *Seismic attribute illumination of Woodford Shale faults and fractures, Arkoma Basin*, OK: SEG Denver 2010 Annual Meeting. *Petroseis company, Seismic attributes for shale Analysis.*

Bill Goodway y Marco Perez, Apache, John Vsrsek, Cenovus, Christian Abaco, EnCana, 2010, *Seismic petrophysics and isotropic-anisotropic AVO methods for unconventional gas exploration.* The Leading Edge, diciembre de 2010.

Arcangeo Sena, Gabino Castillo, Kevin Chesser, Simon Voisey, Jorge Estrada, Juan Carcuz, Emilio Carmona y Peggy Hodgkins, Hampson-Russell Software & Services, a CGGVeritas Company, 2011, *Seismic reservoir characterization in resource shale plays: Stress analysis and sweet spot discrimination.* The Leading Edge, julio de 2011.

David Paddock, Christian Stolte, John Young, Patricia Kist, Lei Zhang, Javaid Durrani, 2011, *Seismic Reservoir Characterization of a Gas Shale Utilizing Azimuthal, Data Processing, Pre-stack Seismic Inversion and Ant Tracking.* SEG Las Vegas 2008 Annual Meeting.

John Henry Alzate*, Roderick Perez, Deepak Devegowda, Kurt J. Marfurt, *The University of Oklahoma, The value of production logging combined with 3D surface seismic in unconventional plays characterization.* SEG Las Vegas 2012 Annual Meeting.



Oil & Gas Products & Services Argentina SA

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



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

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



PLANTA INDUSTRIAL:
Dalle Mura 150, Barrio Industrial
Comodoro Rivadavia

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



imagination at work



Litología y TOC precisos obtenidos con una herramienta de espectroscopía de rayos gamma inducidos: dos grandes desafíos en reservorios de *shale*

Por **Laurent Mosse, Schlumberger, Luz Mery Rodríguez**, (TOTAL Austral)
Enrique Chiapello, Laurent Lambert, Jean-Pierre Leduc, (TOTAL Austral, Total E&P- France)
Eric Decoster, Jim Grau, Jack Horkowitz, (Schlumberger)

Este trabajo ha sido galardonado con el 1º Premio del Simposio de Evaluación de Formaciones del IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (Mendoza, 2014).

Entre los desafíos petrofísicos encontrados en Vaca Muerta, la determinación de una litología exacta, y la estimación de un COT (TOC, por su sigla en inglés), carbono orgánico total, son temas importantes. Para abordar estos desafíos, TOTAL Austral decidió probar una herramienta de espectroscopía de rayos gamma inducidos en diferentes bloques de la formación Vaca Muerta, para comparar los resultados de los registros con las mediciones del núcleo.

La herramienta usa una nueva generación de generadores de neutrones pulsados (PNG, por su sigla en inglés), que permite la medición simultánea de espectros inelásticos y

de captura. Este generador trabaja con un nuevo detector, que brinda espectros inelásticos y de captura muy exactos y precisos. La estimación cuantitativa de los elementos, tradicionalmente difícil de cuantificar, tal es el caso del Magnesio, Manganeso, Potasio y Sodio, se logra fácilmente con esta tecnología. El espectro inelástico contiene un aporte total de carbono, que se convierte a una fracción en peso de carbono orgánico total restando el aporte de carbono inorgánico. Las técnicas de interpretación avanzadas junto con el conocimiento previo de las características de la formación se usan para construir un modelo litológico confiable a partir de las fracciones en peso del elemento, a fin de estimar con exactitud el carbono inorgánico y derivar el TOC.

Se extrajo un total de 82 muestras (*plugs*) de los núcleos. Se realizó una cuidadosa selección de ellas a través de la imagen de un tomógrafo computadorizado (TC), para incluir litología representativa, un tema importante cuando se está manejando una alta heterogeneidad vertical. Las mediciones realizadas fueron concentraciones elementales (XRF), mineralogía (XRD) y COT (anализador LECO). Asimismo, se incorporaron a este estudio muestras de recortes de perforación. Se analizaron alrededor de 600 metros de un intervalo. Las fracciones en peso seco de los principales elementos fueron medidas para comparar cómo se detectan los cambios mineralógicos en una gran sección del pozo mientras se toma en cuenta la resolución vertical de cada medición.

Las distintas definiciones del COT, que se originan a partir de una variedad de mediciones que estiman el COT, con frecuencia conducen a malas interpretaciones y confusiones. Para una mayor claridad, se revisarán las diferentes definiciones y mediciones asociadas. Seguidamente, se hará una comparación de las mediciones de núcleo (*core*) y registros (*log*). Se observa una correspondencia excelente entre el núcleo y los registros, ya sea para la fracción en peso elemental o para las mediciones del COT. Esta observación abre la puerta a discusiones sobre las ventajas respectivas de los diferentes modelos de interpretación litológica en un ambiente tan complejo.

El dispositivo de espectroscopía avanzada

La nueva herramienta de espectroscopía se llama *Litho Scanner**. Las estimaciones exactas de pesos secos elementales y Carbono Orgánico Total (COT) son posibles gracias a dos avances tecnológicos fundamentales: un nuevo generador de neutrones pulsados y un particular detector de espectroscopía de bromuro de lantano (LaBr_3), con activador de cerio (Ce). Las ventajas respectivas del generador y del detector ya han sido descritas en la bibliografía (Radtke, R. J. *et al.*, 2012). Las principales ventajas del detector son una resolución espectral mejorada permitiendo una precisión inigualable en rendimientos elementales y *performance* a altas temperaturas. La rigurosa capacidad de pulsación del generador permite una adquisición espectral durante un intervalo de tiempo. Esto significa que se registran diferentes espectros durante distintas ventanas de tiempo, desde la ráfaga de neutrones hasta el momento donde solo se graba el “ruido” de fondo. Estos espectros diferentes luego se combinan para separar los espectros inelástico neto y

de captura neto, que contienen la información pertinente para el análisis elemental. Se analiza brevemente cómo se extrae esta información con el objetivo de evaluar cada paso del proceso para exactitud y precisión en las condiciones del reservorio Vaca Muerta.

El primer paso del proceso se denomina *spectral stripping*, y consiste en la descomposición separada del espectro inelástico neto del espectro de captura neta para derivar los aportes elementales individuales. Estos aportes se denominan rendimientos relativos y se normalizan para la unidad de cada espectro. Un rendimiento depende del acontecimiento de un evento asociado a un elemento en el medio que circunda la herramienta y de la probabilidad de interacción inelástica o de captura y en la eficacia de la detección para este elemento. La suma de ambos factores se denomina sensibilidad (S) y es una función del diseño de la herramienta. Los rendimientos del espectro inelástico y del espectro de captura no son iguales: no solo las sensibilidades elementales son diferentes, sino que también algunos elementos pueden contribuir con un espectro, y no contribuir con el otro debido a una sensibilidad baja de la interacción de neutrones específica. Por ejemplo, el titanio solo contribuye significativamente con el espectro de captura y el carbono solo con el espectro inelástico.

El segundo paso del proceso pretende corregir los rendimientos relativos de captura de los elementos desde la vecindad del pozo (*borehole*). De hecho, solo los elementos de la matriz de la formación son de interés aquí. Los pozos mencionados en este documento fueron perforados con lodo a base de agua de alta densidad que contiene cantidades importantes pero variables de agentes densificantes del lodo de perforación. Normalmente, el sulfato de bario (barita) y el sulfato de estroncio (celestita) son los dos agentes densificantes encontrados en estos lodos, y sus respectivas proporciones pueden variar entre “sin barita” hasta “sin celestita”. Se estima el azufre asociado que es restado del azufre total medido para obtener el azufre corregido del pozo. La consistencia de la concentración de azufre estimada de la formación entre diferentes pozos del mismo campo, pero perforados con lodo de diferentes propiedades, es una comprobación firme de la exactitud del proceso de corrección de azufre del pozo perforado. Esta consistencia se muestra en la figura 1, junto con los rendimientos de estroncio y bario respectivos para cuatro (4) pozos de la misma región. Los registros han sido ajustados en profundidad, aproximadamente, en el gráfico secundario a la izquierda.

El tercer paso del proceso transforma el rendimiento relativo de captura (CY) en fracciones *preliminares* en peso seco de elementos de la matriz. Esta transformación depende de un modelo de cierre que asigna el peso del óxido y de los elementos asociados no medidos al Al, Ca, Fe, Si, K, Mg, Mn, Na, Ti y S medidos (Grau *et al.*, 1989). Se supone que este conjunto de elementos y asociaciones conforman una representación completa de la formación. Por ejemplo, el factor de peso asociado al silicio corresponde a SiO_2 , es decir, 2,139, mientras que el factor de peso asociado al calcio corresponde a CaCO_3 , es decir, 2,497. En este modelo, todo el calcio está asociado al carbonato de calcio: la anortita o la apatita no se consideran. Tal como se muestra a continuación, con la excepción de las rocas ígneas y volcánicas intrusivas y extrusivas, esto es

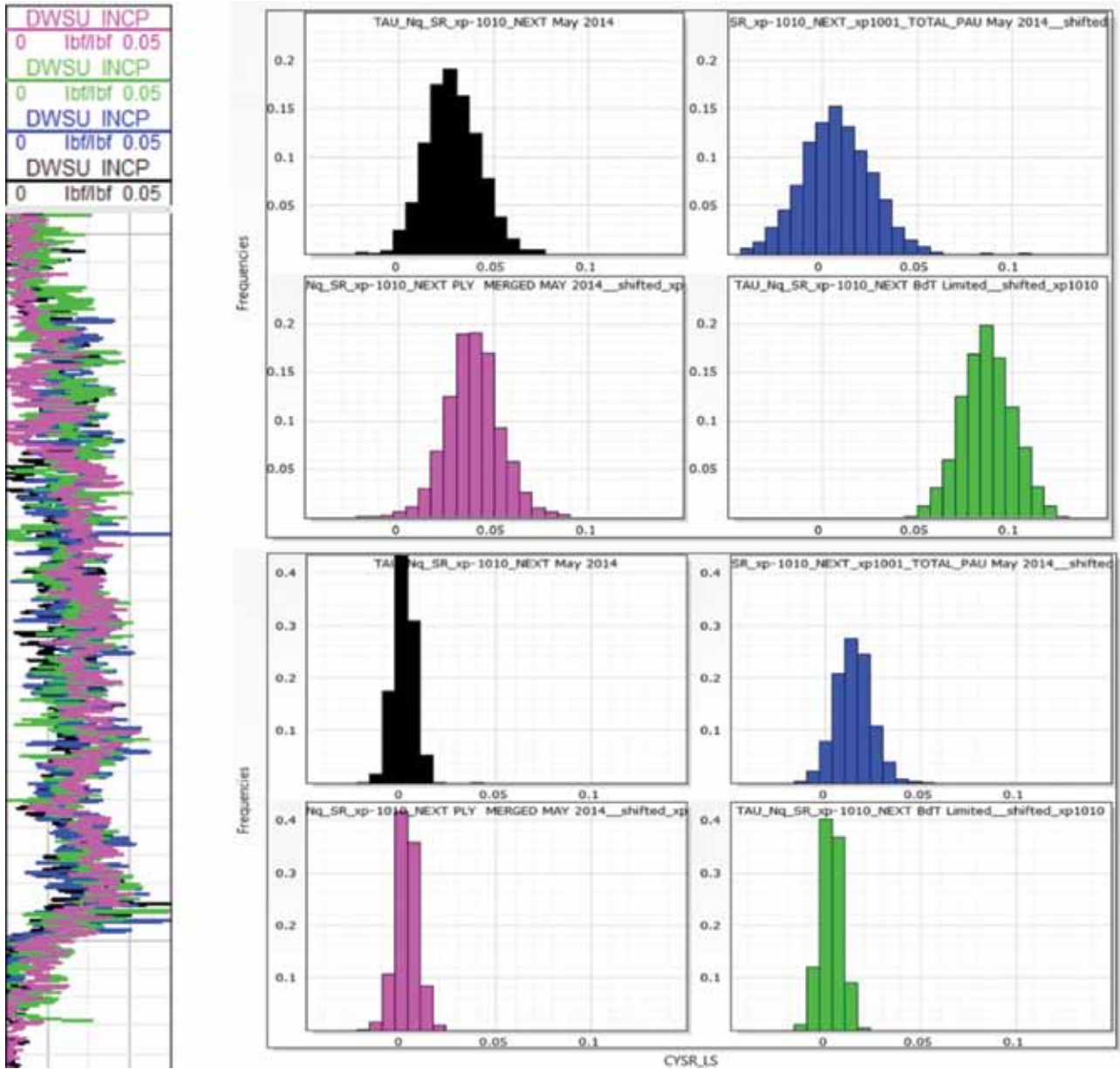


Figura 1. Comparación de rendimientos de estroncio y bario para cuatro (4) pozos. El peso seco del azufre después de la corrección del pozo se ajusta en profundidad y se muestra en el carril de profundidad (*depth track*) a la izquierda.

un supuesto razonable. El estado del azufre es especial, ya que puede estar presente como sulfuro en la piritita o como sulfato en la anhidrita o incorporado a la materia orgánica (Vandenbroucke y Largeau, 2007). La anhidrita puede encontrarse en Vaca Muerta como capas delgadas, pero la mayor fuente de azufre se presenta como piritita combinada con hierro, o incorporada dentro de materia orgánica. Por este motivo, el azufre está incluido en el modelo de cierre como sulfuro, y este supuesto se verifica posteriormente ante una posible presencia de anhidrita no conforme. El peso obtenido de la suma total del cierre, W_o , representa el peso de normalización para los rendimientos. Esto se puede observar claramente en la ecuación 1:

$$W_o = \sum \frac{CY_i}{S_i} \quad \text{eq (1)}$$

Donde, S_i es la sensibilidad de la medición analizada anteriormente, e i simboliza cada elemento enumerado en el párrafo anterior. En la bibliografía, la inversa de W_o se denomina factor $FY2W$, que significa "Desde el Rendimiento hasta el Peso". Tenemos $FY2W=1/W_o$. Finalmente, los pesos secos de captura *preliminares* (se explica este atributo en el párrafo siguiente) se obtienen a través de la ecuación 2:

$$DW_i = FY2W \frac{CY_i}{S_i} \quad \text{eq (2)}$$

Hasta este momento, solo se han usado los rendimientos de captura. Pero cuando la sensibilidad de la medición del Ca y del Si son comparables entre el espectro de captura y el inelástico, la sensibilidad del Mg es muy alta en el espectro inelástico. Esto resulta en un Mg inelástico más exacto que el Mg de captura y debe preferirse para generar

Nuevo Sistema de MPD Automatizado Microflux™

Redefiniendo la perforación en Argentina.

Desde perforar en una ventana de presión de poro estrecha hasta evitar riesgos de surgencia y pegamiento, la tecnología de perforación con presión controlada de Weatherford ofrece confianza en escenarios donde las técnicas convencionales suelen fallar.

Nuestro circuito cerrado con sistema Microflux monitorea y controla automáticamente influjos y pérdidas con una precisión incomparable, optimizando la eficiencia y reduciendo costos operativos.

los pesos secos elementales finales. La combinación de rendimientos inelástico y de captura se logra mediante la creación de un factor *FY2W* inelástico eficaz (*FY2W_INEL*) para los rendimientos inelásticos, usando los 3 elementos importantes y comunes, Si, Ca y Mg, tanto del espectro inelástico como del espectro de captura. El peso seco del magnesio del inelástico es el peso seco del Mg final, y todo otro peso seco se modifica en consecuencia. Los pesos secos finales resultantes se etiquetan como INCP, sigla que significa "captura-inelástica".

El supuesto de que la lista de los diez (10) óxidos mencionados anteriormente representa una base completa para la formación puede verificarse con las mediciones de XRF (fluorescencia de rayos X). El único elemento evidente de la lista que falta es el Fósforo, que puede estar presente si la apatita estuviese presente. La medición XRF en el pozo 1 y pozo 2 proporciona la fracción en peso del óxido de fósforo ilustrada en la figura 2. En promedio, representa un porcentaje de peso del 0,4. Lo que significa que la suma de las fracciones elementales en peso seco del *Litho Scanner* probablemente será sobrestimada en aproximadamente un 0,4%.

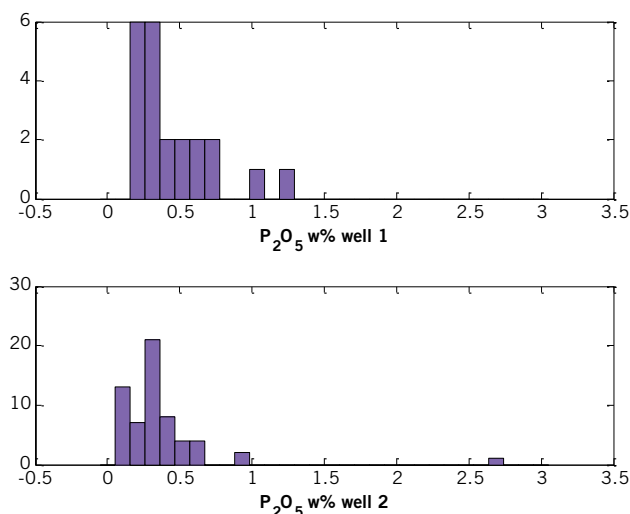


Figura 2. Distribución de las fracciones de peso del óxido de fósforo en los pozos 1 y 2 a partir de las mediciones de fluorescencia de rayos X (XRF).

La fluorescencia de rayos X también informa rastros de óxidos de bario y de estroncio; sin embargo, lo más probable es que estos provengan de la contaminación del lodo, no del cemento de bario en la formación.

El análisis de los conteos absolutos del espectro junto con la propagación incierta a través del proceso de *stripping* y cierre permite estimar la precisión en pesos secos elementales. Esta precisión depende de la velocidad de registro. La herramienta se operó a 900 pies/h aproximadamente, para los pozos 1 y 2 en un pozo de 6 1/8" y 8,5 pulgadas, con un lodo de una salinidad de 20 ppk (NaCl). Los espectros se apilan en 3 niveles contiguos de muestras de 6 pulgadas, y luego los rendimientos se filtran en un nivel variable tal como lo indica la Tabla 1. Valores de precisión promedio para los pesos secos de 10 elementos principales, que también se informan en la Tabla 1. Además de los 10 elementos usados en el cierre, se hace el *stripping* de fósforo y nitrógeno. Pero como se puede observar, la

	Ca	Si	Mg	Al	Fe	S	K	Mn	Na	Ti	P	N
Nivel de filtrado	3	3	5	5	3	3	5	3	9	3	9	9
% peso estad.	1	1.1	1.0	1.1	0.2	0.7	0.4	0.06	0.7	0.06	2.0	0.2

Tabla 1. Incertidumbres estadísticas de los principales elementos en fracciones de peso en seco de los registros en pozo 1 y pozo 2.

incertidumbre es alta con respecto a la abundancia típica de estos elementos.

En esta etapa del proceso, se dispone de elementos en peso seco optimizados por la unión inelástica y de captura. El siguiente paso es calcular el Carbono Orgánico Total de la formación. De hecho, el rendimiento o concentración del carbono (carbón yield) proviene del *stripping* del espectro inelástico. Parte de este carbono se origina en la mineralogía inorgánica, parte se origina en la materia orgánica e hidrocarburos en la formación, y el resto, si lo hubiere, proviene del pozo. De este modo, se necesitan dos correcciones y una transformación del rendimiento del elemento a peso seco para obtener un COT exacto.

El factor de normalización para transformar el rendimiento a peso seco es *FY2W_INEL* definido arriba. El mismo corresponde a una normalización con respecto a la matriz seca en la formación, sin incluir el querógeno. Esto significa que el COT del *Litho Scanner* se relaciona al peso de la matriz seca, una normalización que con frecuencia difiere del COT del núcleo o del COT derivado del registro-correlación. La definición de COT de la herramienta *Litho Scanner* (*DWTOC_INCP*) se describirá en una sección específica a continuación.

El aporte de carbono inorgánico se estima a través de un modelo mineralógico que depende de los pesos secos del elemento de la matriz obtenidos previamente (Herron y Herron, 1996). Se denomina *DWTIC_INCP*. La selección de los minerales que contienen carbono en el modelo impacta en el cálculo del carbono inorgánico.

El modelo predeterminado incluye calcita, dolomita y siderita, y opcionalmente rodocrosita ($MnCO_3$) y nacolita ($NaHCO_3$). La ankerita, anortita ($CaAl_2Si_2O_8$) y apatita ($Ca_5(PO_4)_3(F,Cl,OH)$), no se consideran en este modelo predeterminado. Los datos del análisis XRD en los pozos 1 y 2 informan una pequeña cantidad de apatita, lo cual se esperaba porque los datos del análisis XRF estaban reportando fósforo.

Para estimar el sesgo por la presencia de apatita, podemos empezar por el porcentaje de peso del óxido de fósforo, expresado en términos del peso seco del elemento fósforo, luego en términos del peso seco del calcio asociado a la apatita, y finalmente con el *DWTIC_EXS* asociado al carbono inorgánico excedente. Esto da como resultado:

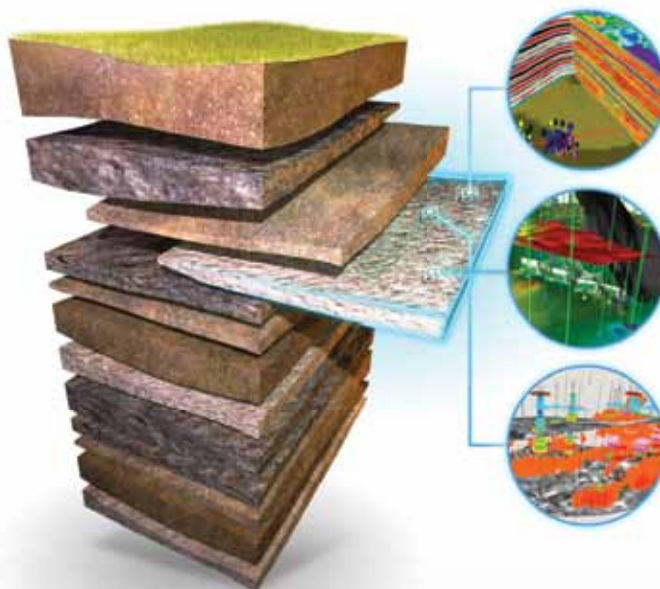
$$DWTIC_{EXS} = \frac{M_C}{M_{Ca}} \times \frac{5M_{Ca}}{3M_P} \times \frac{2M_P}{2M_P + 5M_O} \times DW(P_2O_5) = 0,28DW(P_2O_5) \quad \text{eq (3)}$$

Para un aporte de óxido de fósforo promedio del 0,4w%, esto corresponde a una estimación de carbono inorgánico excedente de 0,1w%, aproximadamente, resultando en una subestimación del peso del carbono orgánico de monto equivalente.

YA ENFRENTAS ARDUOS PROBLEMAS

TU SOFTWARE DE GEOCIENCIAS NO NECESITA SER UNO DE ELLOS

SOFTWARE DE GEOCIENCIA IHS: ciencia sofisticada, simple de utilizarla y simple de gestionarla



DE LA SUPERFICIE AL SUBSUELO

SOLO UNA EMPRESA ESPECIALISTA EN
ENERGÍA PROPORCIONA TANTO A TANTOS

Desde el marco global al detalle crucial, desde recursos probados a resultados superiores, el paquete de Geociencias de IHS puede hacer todo esto, respaldado por los datos de pronósticos, análisis geológicos y geofísicos con mayor credibilidad en el mundo.

OBTENGA AHORA EL PODER DE KINGDOM®

Solo IHS Geociencias une paquetes de software de ingeniería, evaluación económica e interpretación en forma simple pero científica, ofreciendo una ventaja definitiva.

Con la solución de software líder de mercado Kingdom®, IHS ofrece a sus clientes lo mejor en geofísica y geología.

Visitenos en CONEXPLO. Stand 55.

IHS GEOSCIENCE

iHS

Simply Scientific™

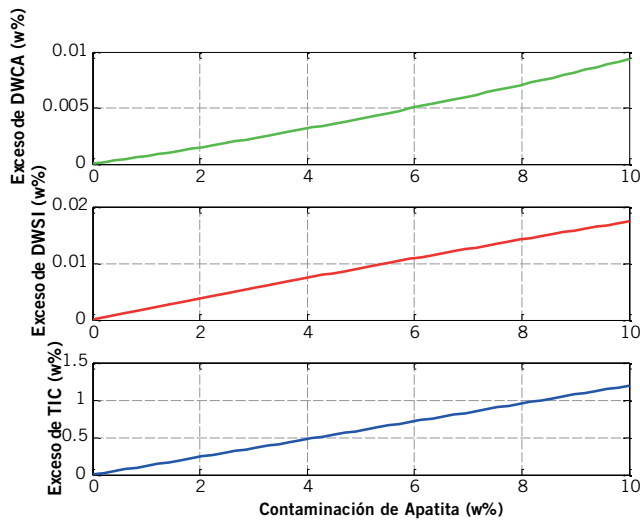


Figura 3. Sesgo (*bias*). Exceso de Calcio, Silicio y TIC debido a la contaminación por apatita.

Si tomamos una formación genérica del tipo Vaca Muerta, se desprende que la contaminación por apatita debería alcanzar alrededor de 8 w%, y afectar la estimación del COT en un 1 w% aproximadamente, tal como lo ilustra la figura 3.

Los pasos del proceso necesarios para obtener una fracción en peso seco de carbono medida total y el peso seco del carbono inorgánico total asociado han sido descriptos hasta aquí.

El último paso consiste en evaluar el aporte de carbono del pozo (*borehole*). Con este fin, el COT no corregido se grafica en comparación a un calibre. Entonces, se supone que el pozo contiene zonas sin COT, es decir, zonas sin

querógeno o hidrocarburos fluidos. Se calcula un punto cero (*offset*) más una pendiente (*slope*) para representar las variaciones en el tamaño de la perforación (Miles y Badry, 2014). Las correcciones de carbono de la perforación para pozos con lodos de agua son generalmente pequeñas. Para el pozo 1 y pozo 2, los *offset* corresponden a un COT 1w% aproximadamente.

Debido a la naturaleza estadística de la medición, y como consecuencia de los diferentes pasos que conducen a este cálculo, no se espera que el DWTOC_INCP caiga a 0. Al contrario, esperamos ver variaciones alrededor de 0 cuando el COT es cero. Sin embargo, estas variaciones deberían estar limitadas dentro de la incertidumbre estadística DWTOC_INCP, que es del 1 w% aproximadamente en el pozo 1 (6 1/8" en el pozo perforado) y 1,5w% en el pozo 2 (8,5 en el pozo perforado, con una mayor concentración de barita).

La figura 4 presenta un ejemplo de pesos secos del elemento y COT con el *Litho Scanner* a lo largo de un intervalo grande. La escala vertical es de 50 m entre cada línea gruesa. La primera columna muestra el factor FY2W, en general de 2.5. La columna litológica presenta el modelo mineralógico predeterminado usado para la estimación del carbono inorgánico total (TIC); los únicos carbonatos son la calcita y la dolomita. Las siguientes columnas a la derecha presentan las fracciones de peso seco elementales. La parte sombreada en rojo cubre la incertidumbre estadística (1-sigma) para cada curva. Las últimas tres columnas a la derecha ilustran el cómputo del COT. La primera presenta una transparencia con el carbono total medido, corregido para el efecto de la perforación (*borehole effect*), DWTC_INCP y el DWTC_INCP carbono inorgánico. La diferencia, DWTOC_INCP, se informa en la columna siguiente.

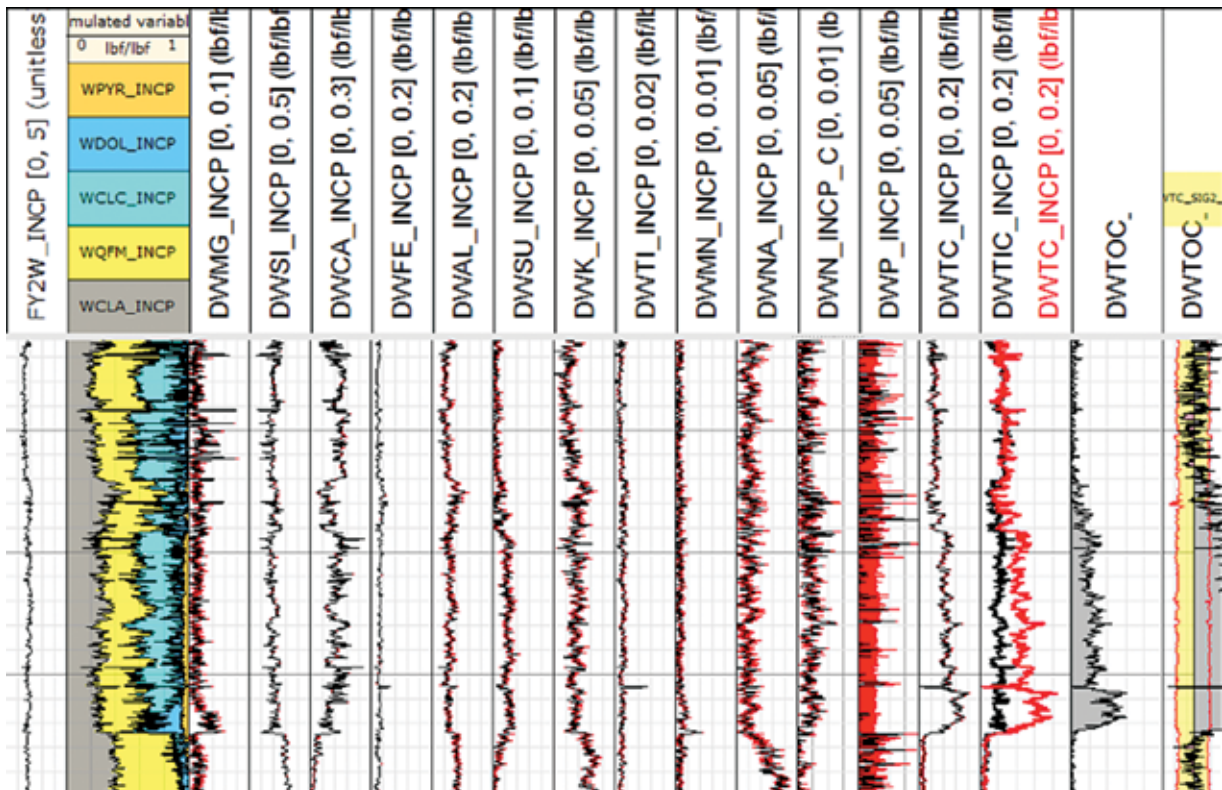


Figura 4. Presentación típica del registro espectroscópico inelástico-captura.

Soluciones Integradas para Perforación y Producción



Ingeniería Aplicada para
Optimizar su Costo Operativo

Cummins Argentina • Bolivia • Paraguay • Uruguay

Buenos Aires
Tel: +54 (11) 4736 6400

Neuquén
Tel: +54 (0299) 4771719

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



La última columna propone un control de calidad donde la referencia-0 se verifica contra la banda de incertidumbre estadística (2-sigma).

Mediciones de núcleo

Se realizaron una serie de mediciones en muestras del núcleo. Los datos disponibles consisten de 163 metros de núcleos tomados en forma continua para el pozo 1, y 2 núcleos de 80 metros cada uno para el pozo 2.

Primero, se diseñó un cuidadoso programa de selección de muestras. Este paso es particularmente importante en los núcleos de Vaca Muerta, ya que exhiben una alta heterogeneidad vertical. La selección fue realizada usando una imagen de escáner de TC para incluir una litología representativa.

Se extrajo un total de 82 muestras de los núcleos. Las muestras fueron partidas y homogeneizadas. Se usó un volumen de muestras importante para garantizar la representatividad. Se midieron en las muestras las concentraciones, la mineralogía y el COT.

Las concentraciones elementales se miden por Fluorescencia de rayos X (XRF). Los datos sin procesar obtenidos por XRF son óxidos que deben convertirse en elementos. En este trabajo, las concentraciones elementales medidas fueron las siguientes: Na, Mg, Al, Si, P, S, K, Ca, Ti, Mn, Ba, Sr, Fe y Zr. El azufre es el elemento más liviano que puede medirse por XRF, su incertidumbre estadística es mayor que la de otros elementos. La materia orgánica es parte del peso en seco perdido por calcinación (*LOI*, por su sigla en inglés), y no puede separarse.

La mineralogía se analiza por difracción de rayos X (XRD). El conjunto de minerales presente en las muestras se identifica inicialmente por observación de los patrones de XRD. Se realiza una semi-cuantificación inicial de los minerales identificados mediante la comparación de los patrones de la XRD. Esta cuantificación inicial se depura aún más computando la composición química aparente y calculando los valores de los parámetros físicos (*LOI*, IR, densidad, CEC), para el conjunto de minerales observados que satisfaga los valores medidos de estos parámetros. Este es un proceso repetitivo que se ajusta progresivamente para obtener una buena combinación de valores computados y medidos. La materia orgánica también se mide como "materia orgánica insoluble" en los sedimentos luego de la eliminación de partículas solubles con cloroformo y la eliminación de carbonatos por HCl (cloruro de hidrógeno).

Los principales minerales encontrados en el pozo 1 y en el pozo 2 son albita, calcita, cuarzo, dolomita, apatita, piritita, barita, anatasa, arcillas y micas. Se realizó también una tipificación detallada de arcillas.

El carbono orgánico total se obtiene usando un instrumento LECO, o la técnica de evaluación de rocas. Con LECO, el COT se determina por combustión directa. Aproximadamente, unos 0,15 gramos de muestra pulverizada se pesa cuidadosamente y se trata con HCl concentrado para eliminar los carbonatos, y filtrado al vacío en papel de fibra de vidrio. El residuo y el papel se colocan en un crisol cerámico, seco, y quemado con oxígeno puro en un analizador C230CH LECO, a una temperatura entre 1.300 y 2.000 °C. Se realiza un estándar de laboratorio cada cinco muestras.

Validación de las fracciones en peso seco del elemento con los resultados del análisis del núcleo

Antes de comparar los resultados del análisis XRF con los datos elementales de peso seco del registro, es necesario expresar las fracciones en peso del óxido XRF como fracciones elementales en peso seco, y también excluir el que-rógeno de la normalización del peso, para seguir la definición de las fracciones de peso seco del registro (ver Herron *et al*, 2014, para más detalles de este tema). La fracción de materia orgánica insoluble está disponible en la medición XRD y se usará para la re-normalización del peso. La ecuación para transformar una fracción en peso del óxido XRF en fracciones elementales en peso seco dice:

$$DWX_{XRF} = WXO \cdot \frac{M_X}{M_{XO}} \cdot \frac{1}{1 - IOM_{XRD}} \quad \text{eq. (4)}$$

donde DWX_{XRF} es la fracción en peso seco del elemento X relativa al peso seco del mineral, expresado en w/w, WXO es la fracción en peso del óxido relativa al peso del mineral y de la materia orgánica, M_X y M_{XO} son las masas elementales y de óxido respectivamente, e IOM_{XRD} es la fracción en peso de la materia orgánica insoluble relativa al mineral y a la materia orgánica (de 0 a 1).

Para comparar la densidad de grano del registro, asociada solo a los elementos minerales (Herron y Herron, 2000), y la densidad del grano del núcleo asociada a los minerales y a la materia orgánica insoluble, $RHOB_{XRD}$, se debe eliminar de este último el aporte de materia orgánica, siguiendo la ecuación 5.

$$RHGE_{XRD} = \frac{1 - IOM_{XRD}}{\frac{1}{RHOB_{XRD}} - \frac{IOM_{XRD}}{RHO_{IOM}}} \quad \text{eq. (5)}$$

donde RHO_{IOM} es la densidad de la materia orgánica, especificada en 1.4 g/cc en este documento.

Las figuras 5 y 6 ilustran la comparación entre los pesos secos elementales de la XRF y los pesos secos del registro. Se puede observar una muy buena correspondencia. Observando la columna obtenida con *SpectroLith* a la izquierda (ver sección a continuación para la explicación), las primeras cuatro columnas presentan cuatro (4) elementos que normalmente son difíciles de estimar a partir de los registros, tales como el Magnesio, Manganeso, Potasio y Sodio. Siguen otros tres carriles con Silicio, Calcio, Hierro y Aluminio. Nótese que el Aluminio es una medición directa y no un Aluminio simulado, como en las herramientas de generación previas. El siguiente carril es el carril del azufre. Las diferencias entre el Azufre del análisis XRF y el Azufre reconstruido a partir del XRD son visibles. Se sabe que el análisis XRF del Azufre es una medición difícil; los registros concuerdan con el análisis XRD-reconstruido del Azufre. El Titanio se encuentra bien reconstruido en el carril de la derecha. La última columna presenta Fósforo. Tal como se esperaba de la Tabla 1, las incertidumbres son grandes, y en los pozos actuales, los aportes de fósforo son pequeños. El último carril muestra las densidades de grano. La materia orgánica se elimina de la medición de densidad



CONSTRUIR EL FUTURO ES UN ESFUERZO CONJUNTO.

ESTAMOS DE ACUERDO.

Trabajando juntos obtenemos los mejores resultados. En todos los lugares donde Chevron opera, se asocia con empresas y organizaciones locales para ayudar a crear empleos y fortalecer la economía local. Juntos ayudamos a satisfacer las demandas energéticas y a impulsar el progreso de nuestra comunidad a largo plazo.

Conózcanos en chevron.com



Energía Humana®

CHEVRON, el sello de CHEVRON y ENERGÍA HUMANA son marcas registradas propiedad de Chevron Intellectual Property LLC. © 2015 Chevron U.S.A. Inc. Todos los derechos reservados.

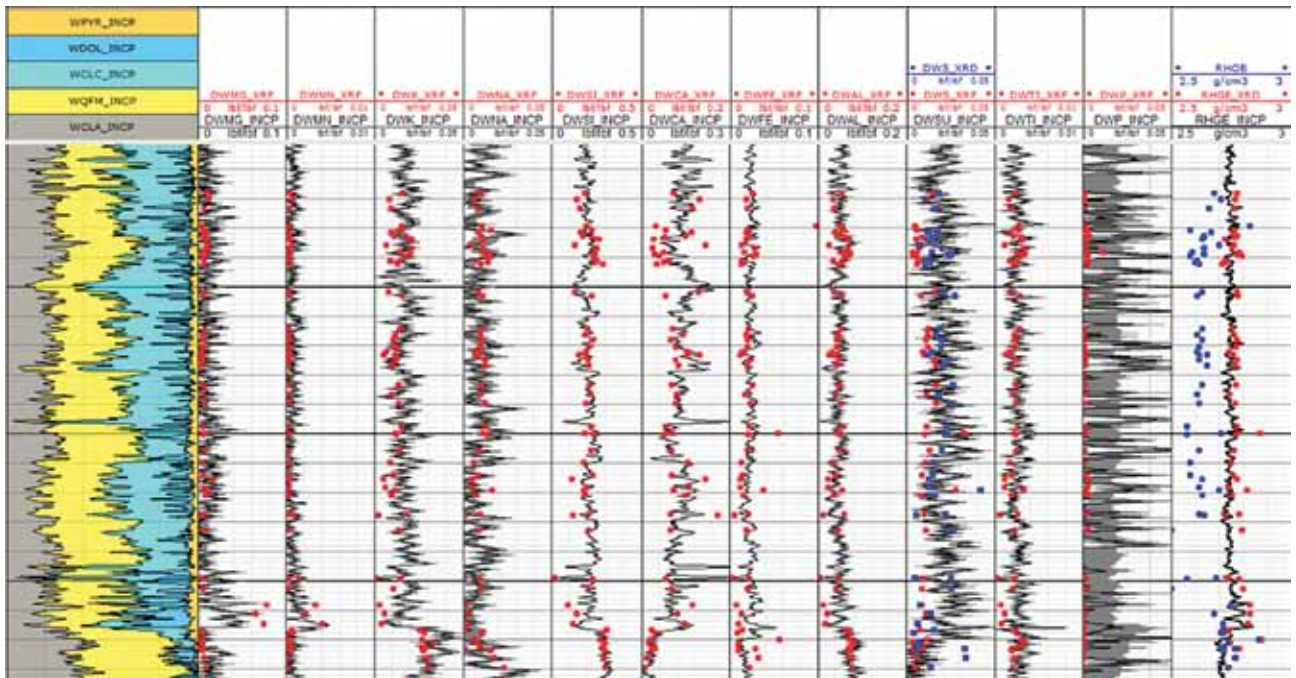


Figura 5. Pozo 1: comparación de fracciones de peso seco elemental a partir del registro y mediciones XRF de núcleo. La parte sombreada en gris corresponde a la incertidumbre estadística (1-sigma).

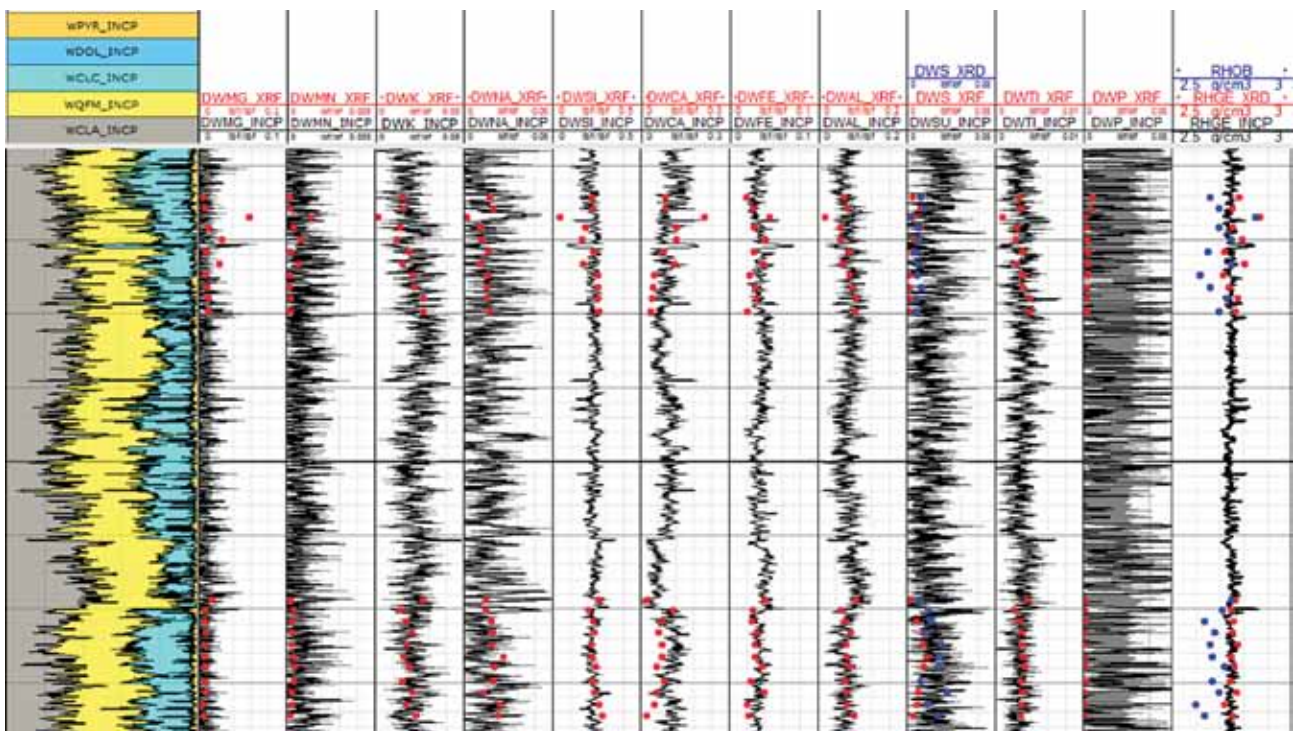


Figura 6. Pozo 2: comparación de fracciones de peso seco elemental a partir del registro y mediciones XRF de núcleo. La parte sombreada en gris corresponde a la incertidumbre estadística 1-sigma.

aparente XRD (en azul) usando la ecuación 5 para obtener la densidad de grano real (en rojo), que valida la densidad de grano derivada, elemental del registro.

Comparación de fracciones en peso seco del elemento con resultados del análisis XRF sobre recortes de roca "cutting"

Los resultados del análisis** XRF de un recorte de roca durante la perforación (cutting) y las mediciones de COT

con el analizador LECO, se encuentran disponibles para el pozo 3. Esta técnica de análisis se describe en la bibliografía (Chiappello *et al.*, 2014). Las fracciones en peso seco de los elementos principales se miden junto con elementos de trazas adicionales pertinentes para reservorios no convencionales de shale. La figura 7 presenta una comparación entre los pesos en seco del elemento del Litho Scanner y fluorescencia de rayos X (XRF) de un recorte de peso en seco, luego de aplicada una normalización apropiada. La correspondencia es excelente en términos cualitativos y constituye una validación cruzada. Por supuesto, el registro



METALURGICA ALBACE


Estructuras metálicas

Estructuras metálicas:

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



Esta sección cuenta con una importante flota de vehículos propios, destacándose desde plataformas elevadizas y camiones con grúas, hasta una grúa torre de 36 mts. de alto, todo esto juntamente con el personal especializado para montajes. Las estructuras se realizan en acero inoxidable o de acero al carbono y son entregadas galvanizadas en caliente o pintadas.



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

**A partir de diciembre de 2014
estaremos radicados en la
provincia de Neuquen**

**Contacto: Ing. Martín González
(0299) 15 5286035**

martin@metalurgicaalbace.com.ar



Colón, Entre Ríos, Argentina
Tel.Fax.: (03447) 42 3475 / 42 3553

www.metalurgicaalbace.com.ar



METALURGICA
ALBACE

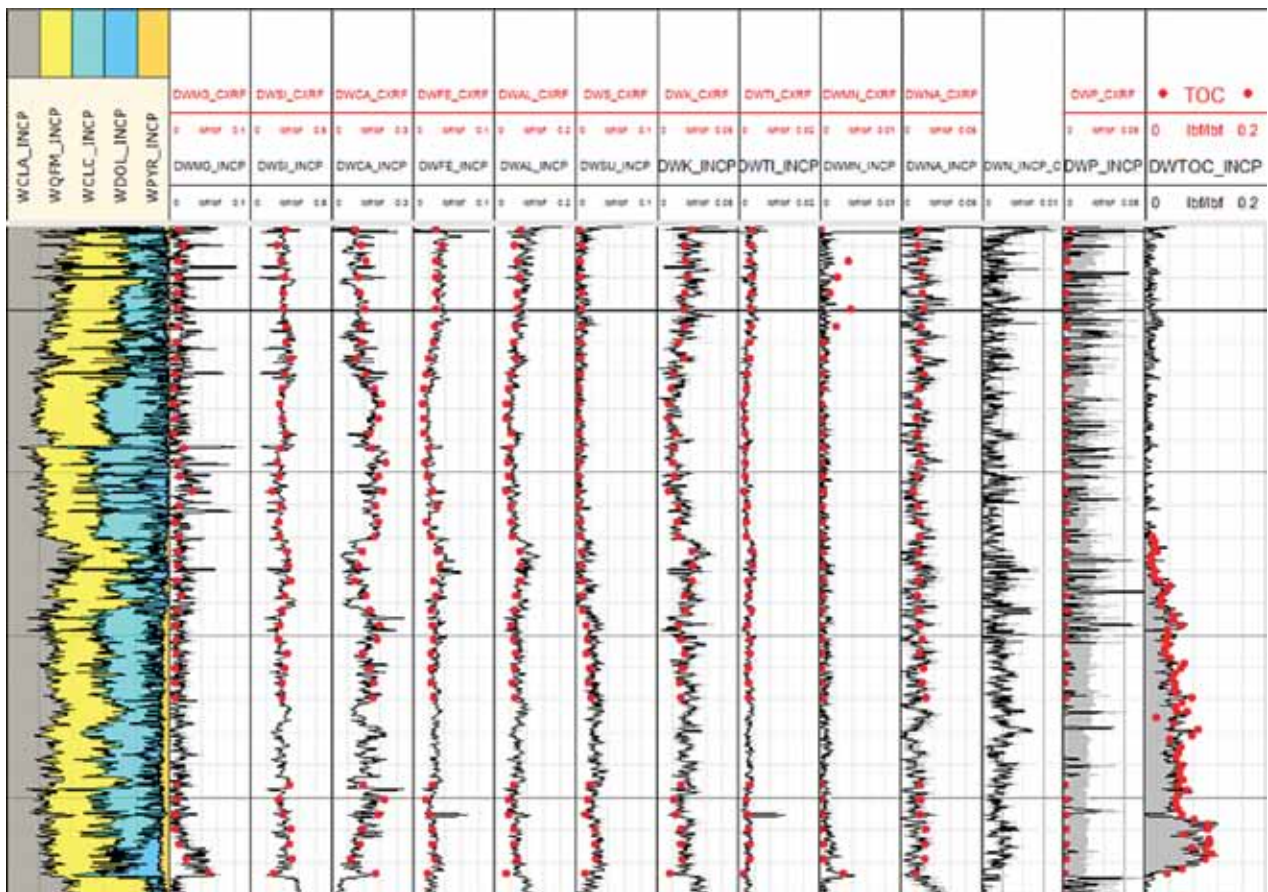


Figura 7. Pozo 3, comparación entre el registro de fracciones de peso en seco elemental y mediciones XRF de recortes de roca *in situ*. La parte sombreada en gris corresponde a la incertidumbre estadística (1-sigma).

muestra mucho mayor carácter, ya que su resolución vertical es de 60 cm aproximadamente, mientras que las mediciones de los recortes se realizaron cada 9 metros en el ejemplo presente.

Análisis de modelos mineralógicos para Vaca Muerta

Se dispone de diferentes métodos para crear un modelo mineralógico a partir de las fracciones elementales en peso seco. En este documento se analizarán dos métodos: las regresiones *SpectroLith* (Herron y Herron, 1996) y la inversión multi-mineral tipo ELAN. Nuevos métodos están surgiendo; como ejemplo se puede ver Freedman *et al.*, 2014; sin embargo, no fueron probados en este contexto.

Todas las figuras presentadas arriba mostraron una columna mineralógica que fue obtenida a partir de regresiones *SpectroLith*. Las fracciones en peso del mineral resultantes pueden compararse con la fracción en peso del mineral del análisis XRD, luego de haber aplicado transformaciones necesarias de peso de referencia en las fracciones en peso del mineral con XRD (ver las secciones anteriores). Las figuras 8 y 10 ilustran la comparación entre la fracción en peso del mineral con *SpectroLith* y la fracción en peso del mineral con XRD para los mismos arreglos de minerales.

Se ha construido un modelo ELAN simple para los pozos 1 y 2. Los valores ingresados son pesos en seco de Si, Al, Ca, Mg, Na, K, Fe y S, con sus incertidumbres estadísticas

asociadas (ver Tabla 1). Los minerales seleccionados son la calcita, dolomita, cuarzo, albita, illita, caolinita, clorita y pirita. Los criterios de valoración (*endpoints*) se extraen de la Tabla 2 de referencia (Herron *et al.*, 2014). Este conjunto de minerales debería permitir distinguir tanto la mineralogía del pozo 1 como la del pozo 2, que difiere fundamentalmente por las respectivas cantidades de caolinita versus clorita. La cantidad de minerales en el modelo (8), no supera la cantidad de valores ingresados (8); por consiguiente, es posible la resolución del problema. Las figuras 9 y 11 muestran los resultados mineralógicos a partir de ELAN comparados con los análisis XRD del núcleo.

El modelo ELAN es un solucionador de volumen (*solver*); sin embargo, es posible crear manualmente un sistema lineal simple basado en la fracción en peso que imitará el comportamiento ELAN. Este modelo lineal brinda un conocimiento útil de las limitaciones posibles de los métodos multi-minerales. Si escribimos F, la matriz que contiene la fracción en peso del elemento en las filas y la fracción en peso del elemento mineral en las columnas, E el vector de los pesos en seco del elemento y M el vector de los minerales, podemos escribir:

$$E = F \times M. \quad \text{eq. (6)}$$

Cada columna de F representa la fracción en peso de los elementos para un mineral determinado. La resolución del modelo de minerales para un vector de valor ingresado determinado E0 se expresa por:

$$M_0 = P \times E = (F^{\perp}WF)^{-1}F^{\perp}W \times E_0. \quad \text{eq. (7)}$$



¿Mediciones sencillas en Upstream?

Absolutamente.

Las Soluciones *Upstream* de ABB para petróleo y gas incluyen instrumentación, analizadores y sistemas de automatización. Todos los dispositivos poseen una misma interfaz de operación permitiendo ahorrar tiempo y dinero, mientras nuestro equipo de expertos en aplicaciones y servicios también se encuentra presente para brindar soporte. Nuestro objetivo es hacer que las mediciones sean más sencillas, tanto para los técnicos que utilizan nuestros productos, como para los tomadores de decisión que precisan un socio experimentado, confiable y global.

Para conocer más, visitá www.abb.com/measurement

ABB S.A.
Tel. +54 11 4229 5500
www.abb.com.ar

[/ABBArgentina](https://www.facebook.com/ABBArgentina) [@ABB_Argentina](https://twitter.com/ABB_Argentina)

Power and productivity
for a better world™

ABB

donde W es la matriz diagonal que contiene la inversa de las incertidumbres del elemento al cuadrado. P es la pseudo-inversa de F, dada la incertidumbre de cada elemento. P se puede simplificar como la matriz inversa de F en el caso donde F es al cuadrado; es decir, tenemos el mismo número de entrada y de salida. El interés en P es estudiar el acondicionamiento del sistema considerado y la propagación de la incertidumbre. La pseudo-inversa P se escribe explícitamente en la Tabla 2. En muchos aspectos, estos números son interesantes, pero si nos explayamos en los comentarios nos extenderíamos más allá del alcance de este documento. Sin embargo, es importante mencionar que la illita está determinada fundamentalmente por la concentración de potasio, y podemos deducir que agregar ortoclasa (Kfeld) en el modelo (en lugar de caolinita, por ejemplo), no será una buena idea, ya que competiría directamente con la illita. No existe información suficiente en la presente entrada para separar ambos. Si se agrega información, a través de densidad, neutrones y otros registros, se mitigaría este problema. Este tipo de problemas es uno de los aspectos negativos de las inversiones multi-minerales, donde se deben conducir meticulosos estudios de sensibilidad para garantizar la construcción de un modelo sólido.

De la comparación mostrada en el pozo 1 y en el pozo 2, se infiere que el método *SpectroLith* y el método de inversión multi-mineral son eficaces en la estimación de los pesos secos del mineral, bajo sus respectivos supuestos. En particular, los pesos secos del carbonato se calculan correctamente, lo cual es un punto importante para los cálculos de CIT (Carbono Inorgánico Total) y de COT (Carbono Orgánico Total).

	Si	Al	Ca	Mg	Na	K	Fe	S
Cuarzo	2.14	-2.13	0.00	0.00	-5.34	-3.05	-0.37	0.32
Albita	0.00	-0.05	0.00	0.00	11.46	-1.48	0.00	0.00
Calcita	0.00	-0.01	2.57	-4.24	0.01	0.69	0.88	-0.77
Dolomita	0.00	0.00	-0.07	7.87	0.00	-1.18	-1.79	1.56
Illita	0.00	-0.08	0.00	0.00	0.10	17.66	-0.30	0.26
Caolinita	0.00	5.02	0.00	0.00	-5.89	-9.02	-2.11	1.84
Clorita	0.00	-0.09	0.00	0.00	0.10	-2.03	4.89	-4.26
Pirita	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.87

Tabla 2. Pseudo-inversa del modelo multi-mineral.

Validación del registro de Carbono Orgánico Total con los resultados del análisis del núcleo

Antes de proceder a la comparación entre el registro y el COT del núcleo, es importante repasar las distintas definiciones de Carbono Orgánico Total.

Tal como se analizó anteriormente, el COT del *Litho Scanner* se obtiene como la diferencia *in situ* entre el carbono total en la formación y el carbono inorgánico; por consiguiente, es un COT inclusivo, en el sentido de que contiene todos los tipos de carbono orgánico de la formación. El querógeno, el betún (bitumen), los hidrocarburos líquidos e hidrocarburos gaseosos, todos contribuyen en el COT del *Litho Scanner*, con pesos variables dependiendo de la concentración y densidad de carbono intrínseca. Además, su normalización de peso es el peso de la matriz

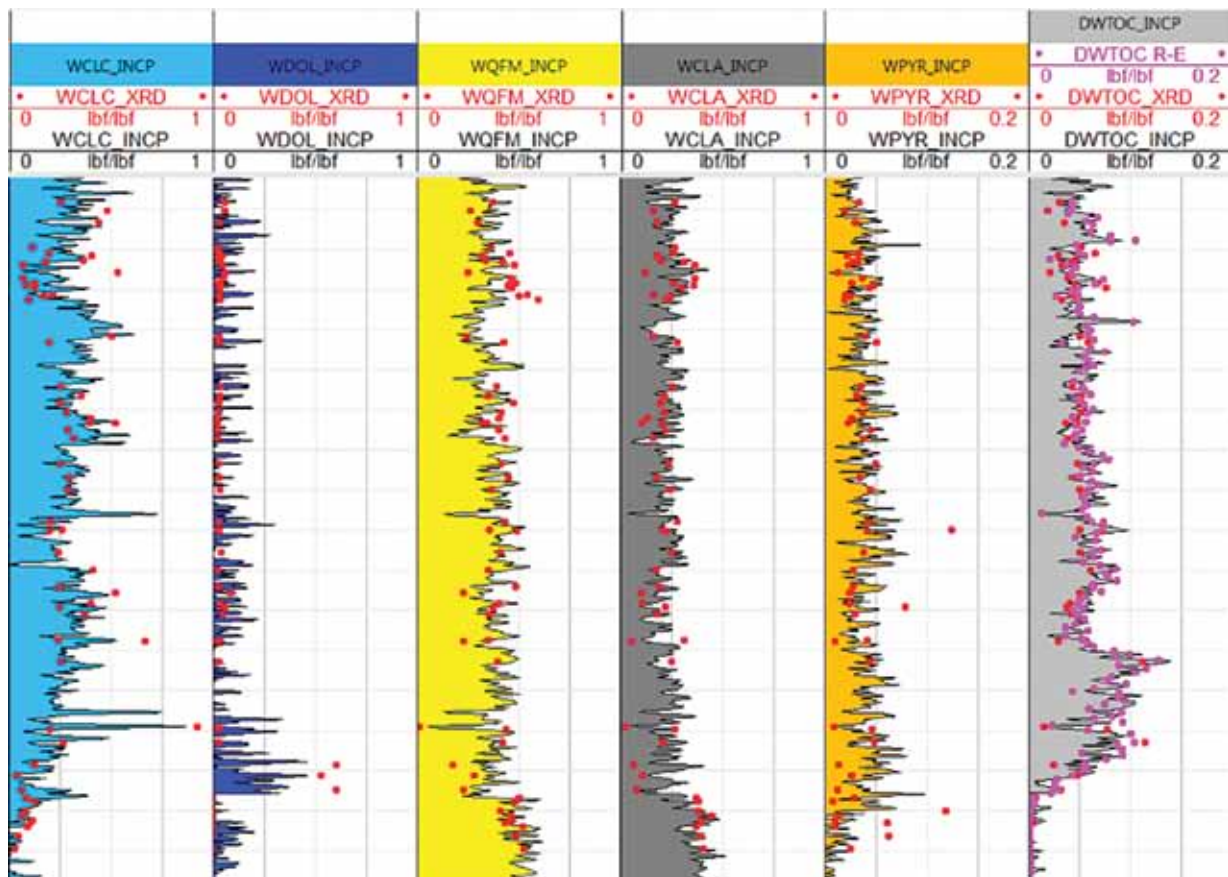


Figura 8. Pozo 1. Comparación de *SpectroLith* y análisis XRD del núcleo.



Inspección de obra Un Sello de excelencia en toda la industria

El asesoramiento de una tercera parte independiente es fundamental para las empresas que buscan la verificación del cumplimiento de sus equipamientos, de las normativas y códigos nacionales e internacionales. Bureau Veritas le brinda una garantía de calidad y seguridad con un completo servicio de inspección en obra, asegurando altos niveles en el diseño, manufactura, operación y mantenimiento del proyecto.

Le ayudamos a promover eficiencia, limitar las interrupciones en el proceso de construcción para una puesta en marcha en tiempo real, y construir una imagen libre de incidentes para su empresa.

La división de Oil & Gas y Energía de Bureau Veritas agradece a sus clientes: ENARSA, YPF, TGS, TGN, CAMUZZI la confianza depositada en estos años al permitirnos brindar servicios de Asistencia Técnica, Revisión de Ingeniería, Inspección de Obra, Inspección de Montaje y puesta en marcha de sus obras.

011 4000 8000

www.bureauveritas.com/oilandgas
jorge.valanzuela@ar.bureauveritas.com

Move Forward with Confidence



**BUREAU
VERITAS**



Figura 9. Pozo 1. Comparación de resultados mineralógicos ELAN y análisis XRD del núcleo.

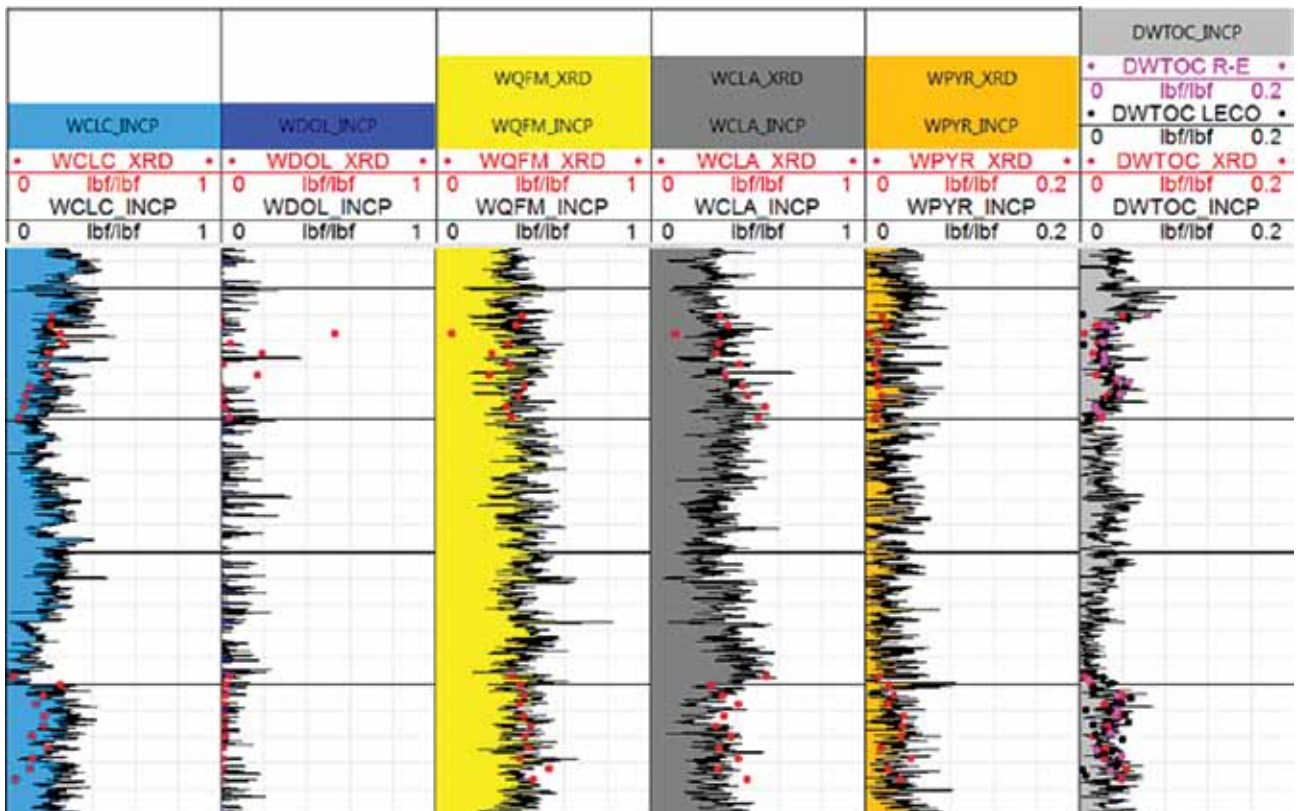


Figura 10. Pozo 2. Comparación de *SpectroLith* y análisis XRD del núcleo.

seca, ya que este factor de normalización proviene del modelo de cierre (óxido, elemento, mineral). En particular, la normalización del COT del *Litho Scanner* no da cuenta de la presencia de querógeno. Esta definición del COT puede formalizarse a través de la ecuación 8.

$$TOC_{LS} = \frac{\phi_K \cdot \rho_K \cdot \chi_K + \phi_B \cdot \rho_B \cdot \chi_B + \phi_O \cdot \rho_O \cdot \chi_O + \phi_S \cdot \rho_S \cdot \chi_S}{(1 - \phi_T) \rho_{mtx}} \quad \text{eq. (8)}$$

Capacitación técnica
profesional para
la industria del
petróleo y del gas

PROGRAMA

ESPECIALIZADO

EN SUPPLY CHAIN

MANAGEMENT



El Instituto Argentino del Petróleo y del Gas conjuntamente con Aden International Business School han desarrollado este nuevo Programa Especializado de Supply Chain Management. Con innovadores sistemas de transferencias

de conocimiento, este Programa se enfoca en la formación de profesionales y directivos, para que comprendan y planifiquen los procesos logísticos inherentes a la Industria del Petróleo y del Gas, utilizándolos para aumentar la competitividad de la empresa.

Vacantes limitadas. Para más información: cursos@iapg.org.ar

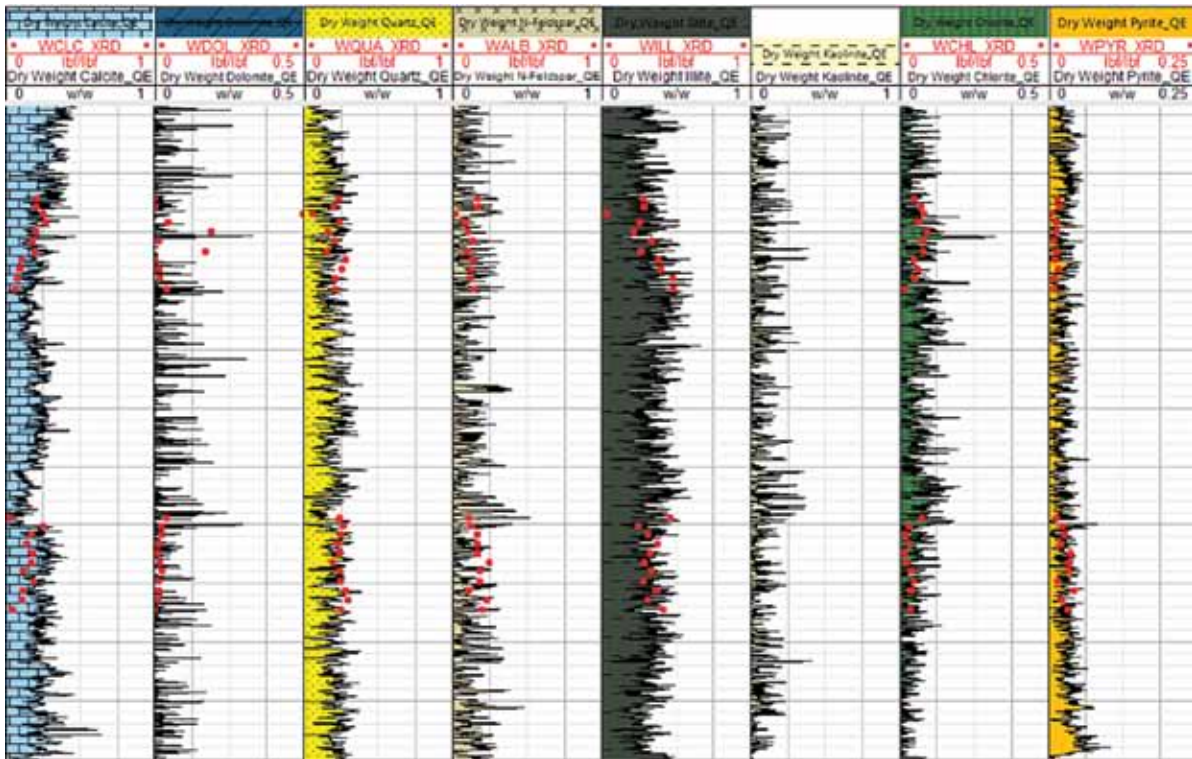


Figura 11. Pozo 2. Comparación de resultados mineralógicos ELAN y análisis XRD del núcleo.

donde ϕ_i simboliza el volumen fraccional, K, B, O y g son querógeno, bitumen, petróleo y gas; ρ_i son las densidades en $[g/cm^3]$ con χ_i como la fracción en peso del carbono en un medio determinado. ϕ_T es la porosidad total, incluyendo al querógeno en la porosidad, y ρ_{mtx} es la densidad de la matriz sin incluir al querógeno. La figura 12 muestra un esquema de los diferentes aportes.

La medición del COT del núcleo se obtiene luego de lavar el núcleo con solvente. Como resultado, este solo representa el COT de la materia orgánica insoluble, que se espera sea inferior al COT registrado. Si hubiese presencia de gas, la diferencia esperada entre el COT del núcleo y el COT del registro será marginal. Si hubiese presencia de petróleo, podemos calcular esta diferencia. Tomemos una densidad del mineral de 2,75 g/cc, una densidad del querógeno de 1,4 g/cc, y un factor de conversión del carbono disuelto en el querógeno de 0,83. La densidad del petróleo se fijará en 0,8 g/cc con el mismo factor de conversión de 0,83. También asumimos 5 p.u. de agua en la formación.

Volumen de querógeno [p.u.]	Volumen de petróleo [p.u.]	COT núcleo [w/w %]	COT registro [w/w %]	Diferencia [w/w %]
13	6	7.2	9.1	1.9
7	3	3.5	4.4	0.9

Tabla 3. Ejemplos de la diferencia esperada entre el COT del registro y el COT del núcleo.

La Tabla 3 presenta la diferencia esperada para dos casos distintos basados en la hipótesis anterior.

Se requiere una normalización de la referencia de peso cuando se compara el COT del *Litho Scanner* con el COT del núcleo. Si el COT proviene de una medición con un analizador LECO (o un analizador *Rock-Eval*), la normalización se basará en la ecuación 9:

$$DWTOC_{LECO} = \frac{TOC_{LECO}}{1 - \frac{TOC_{LECO}}{\chi_{OM}}} \quad \text{eq. (9)}$$

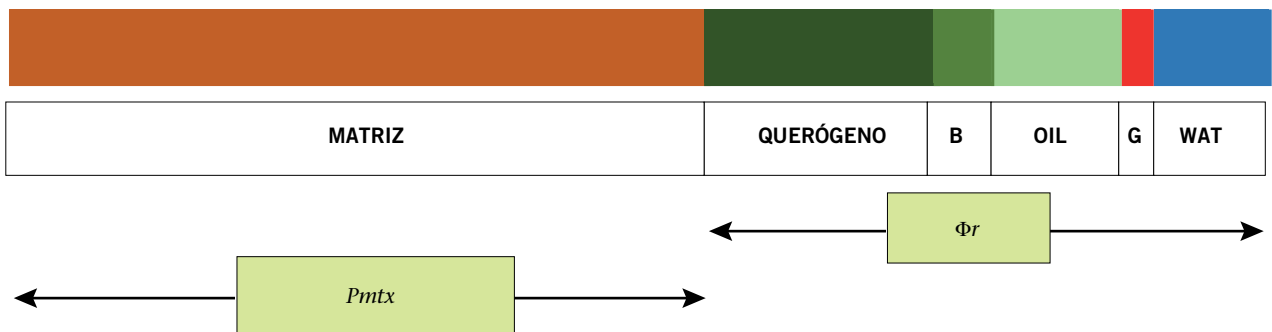


Figura 12. Modelo de porosidad simple en shale. Reservorio no convencional.

donde χ_{OM} es la fracción en peso del carbono en la materia orgánica. Si la medición disponible es una fracción en peso de materia orgánica insoluble (IOM , por su sigla en inglés), entonces la transformación del COT se basará en la ecuación 10:

$$DWTOC_XRD = \frac{IOM_XED \cdot \chi_{OM}}{1 - IOM_XRD} \quad \text{eq. (10)}$$

Las figuras 8 y 10 muestran la comparación entre el COT del núcleo y el obtenido con el *SpectroLith* y los resultados de las mediciones de XRD del núcleo, ambos usando la normalización del COT del *Litho Scanner*. La correspondencia es muy buena. El pozo 1 es un pozo petrolífero, mientras que el pozo 2 es un pozo gasífero. El COT del *Litho Scanner* parece generalmente más alto que el COT del núcleo en el pozo 1; sin embargo, las diferencias no son tan grandes en el intervalo del núcleo. Esto puede indicar una relación moderada de petróleo *versus* querógeno.

Análisis de otras aplicaciones del *Litho Scanner*

La creación de un modelo litológico exacto es importante en muchos aspectos. Se puede obtener para dicho modelo un "neutrón" térmico en grano en una matriz de piedra caliza. De hecho, el neutrón térmico del grano en la matriz de la piedra caliza depende de la composición mineral, y también del aporte de hidroxilo en la arcilla. Se puede usar la ecuación 11 para transformar las fracciones en peso seco del mineral en un cálculo de neutrón térmico en grano:

$$TNGE = \frac{\sum_i \frac{DWM_i}{RHM_i} TNM_i}{\sum_i \frac{DWM_i}{RHM_i}} \quad \text{eq. (11)}$$

donde DWM_i es el mineral i la fracción de peso, RHM_i es la densidad de grano del mineral i , y TNM_i es la lectura del neutrón térmico del mineral seco i en la matriz de la piedra caliza. Los criterios de valoración para las lecturas de neutrones térmicos pueden encontrarse en la bibliografía (Herron y Matteson, 1993). La corrección del neutrón térmico medido se puede realizar a través de diferentes fórmulas, ya que la respuesta neutrónica exhibe un comportamiento no lineal versus la mineralogía. Sin embargo, se pueden usar dos conversiones simples, ya sea restando el neutrón térmico en grano, o restando el neutrón térmico y luego dividiéndolo por el grano a la cantidad de fluido. La diferencia entre ambas conversiones es una forma distinta de manejar los efectos no lineales, y su respectiva validez depende del rango de porosidad real. Una vez corregido para el efecto matriz, el neutrón térmico se convierte en una medida del fluido y del índice de hidrógeno (HI) del querógeno, que puede compararse con la porosidad y densidad corregida de la matriz. Si se conoce el volumen de agua en la formación, su HI correspondiente puede además restarse y se obtiene el HI de la materia orgánica. Este índice de hidrógeno representa la concentración de hidrógeno del volumen de la materia orgánica, la fracción en peso del carbono la cual se mide por el $DWTOC_INCP$. Este HI de la materia orgánica puede tener aplicaciones útiles.

Un volumen de fluido ligado (BFV , por su sigla en inglés) de una arcilla litológica también puede extraerse de un modelo litológico con una tipificación exacta de la arcilla. Se asignará a cada tipo de arcilla, la porosidad de la arcilla mojada típica. La ecuación 12 presenta la conversión de los pesos secos de la arcilla en un cómputo del agua ligada a la arcilla:

$$CBW = \left(\sum_i \frac{DWM_i}{RHM_i} WCLP_i \right) \cdot RHGE \cdot (1 - PHIT) \quad \text{eq. (12)}$$

donde $WCLP_i$ representa a la arcilla i a la porosidad del agua ligada, $RHGE$ es la densidad de grano de mineral seco



Villa La Angostura - Parque Nacional Nahuel Huapi

ESTE VERANO ELEGÍ CORRENTOSO



ESTE VERANO ELEGÍ VOLVER

BENEFICIOS EXCLUSIVOS PARA LOS SOCIOS IAPG
 20% de descuento / Copa de bienvenida / Trekking por la historia de Correntoso
 No promocionable ni combinable con otras promociones vigentes

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

y PHIT es la porosidad total, incluyendo el querógeno. Se requiere que los dos últimos factores vayan desde fracciones de volumen normalizadas por mineral seco hasta fracciones de volumen normalizadas por volumen aparente de la formación. El volumen de agua ligada de una arcilla litológica puede compararse al volumen de agua ligada de una arcilla NMR – (con un “cutoff” de 3 ms, por ejemplo) para verificar una porosidad inusual de la arcilla mojada.

Entre otras aplicaciones, para una litología exacta se encuentra la identificación y clasificación del tipo de roca, la permeabilidad basada en la litología, las propiedades mecánicas y las sensibilidades de los fluidos, las facies deposicionales y la determinación del origen o procedencia.

Nótese que la densidad del grano puede no mejorar si se la computa desde un modelo litológico, tal como lo ilustran las figuras 4 y 5, la densidad del grano que usa concentraciones elementales (Herron y Herron, 2000) ya es una excelente estimación de la densidad de grano del núcleo.

Conclusiones

La validez del nuevo flujo de trabajo de procesamiento de la herramienta espectroscópica elemental fue evaluada y confirmada para las condiciones específicas de Vaca Muerta cubiertas por los pozos en estudio. Los sesgos posibles por la presencia de apatita permanecen pequeños.

Las concentraciones elementales provistas por el *Litho Scanner* son sólidas y permiten la construcción de un modelo mineralógico representativo y detallado. Los carbonatos, cuarzo, feldespato, piritita y arcilla se pueden cuantificar. La tipificación de la arcilla, separando la illita, clorita y en cierto punto la caolinita, es eficaz. Esta capacidad depende de la medición exacta de los elementos que tradicionalmente fueron difíciles de cuantificar, como por ejemplo el magnesio, manganeso, potasio y sodio.

El cálculo independiente del COT se compara muy bien con los resultados de los núcleos. Las diferencias esperadas, debido a las diferentes cantidades de materia orgánica en condiciones de fondo de pozo (querógeno y petróleo) y en muestras limpias (solo querógeno), se cuantifican en las condiciones de Vaca Muerta. Estas diferencias contienen información valiosa, pero a menudo se presentarán todavía entre incertidumbres.

Un enfoque especial se ha señalado respecto a las diversas definiciones de pesos secos elementales y COT. Es importante comparar las cantidades comparables, y cuando hay presencia de querógeno, las mediciones de los registros y de núcleos adoptan diferentes definiciones. Esto debería tomarse en cuenta *a priori* de cualquier comparación.

En este documento, las nuevas mediciones espectroscópicas continuas demostraron producir beneficios a través de una gran exactitud. Su resolución vertical es del orden de los 60 cm; en las condiciones de Vaca Muerta, donde la litología y la concentración de COT puede variar a cada metro, con la sucesión de marga, carbonatos convencionales más limpios o capas siliciclásticas, con capas

intrusivas volcánicas, con depósitos de cenizas y calcita fibrosa (o *beefs*), este tipo de medición es clave para definir la columna estratigráfica. ■

Bibliografía

* Mark of Schlumberger

** Advanced Cutting Characterization, Schlumberger Geoservices

Chiapello E., Buhrig C., Rodríguez, L., Echeiquia R., Bolognani M., Nuevas tecnologías de *mud logging* en la evaluación de formación Vaca Muerta. 2014. IX Congreso de Exploración de Hidrocarburos.

Freedman R., Herron S., Anand V., Herron M., May D. y Rose D., 2014, *New Method for Determining Mineralogy and Rock Properties from Elemental Chemistry Measured by Gamma Ray Spectroscopy Tools*, SPE-170722-MS.

Grau J., Schweitzer J.S., Ellis D.V., Hertzog R.C., 1989, *A Geological Model for Gamma-ray Spectroscopy Logging Measurements*, Nucl. Geophys., Vol. 3, Nº 4, págs. 351-359.

Herron S.L. y Herron M. H., 1996. *Quantitative Lithology Application to open hole and cased hole spectroscopy*, Transactions of the SPWLA 37th Annual Symposium, junio 16-19.

Herron, S.L. y Herron, M.M. 2000. *Application of Nuclear Spectroscopy Logs to the Derivation of Formation Matrix Density*. SPWLA 41st Annual Logging Symposium, Dallas, Texas, USA, junio 4-7.

Herron S., Herron M., Pirie I, Saldungaray P., Craddock P., Charsky A., Polyakov M., Shray F., Li T., 2014. *Application and Quality Control of Core Data for the Development and Validation of Elemental Spectroscopy Log Interpretation*, Transactions of the SPWLA 55th Annual Symposium, mayo 18-22.

Miles J. y Badry R., 2014. *Borehole Carbon Corrections Enable Accurate TOC Determination from Nuclear Spectroscopy*, Petrophysics, Vol. 55, Nº 3.

Radtke R. J., M. Lorente, B. Adolph, M. Berheide, S. Fricke, J. Grau, S. Herron, J. Horkowitz, B. Jorion, D. Madio, D. May, J. Miles, L. Perkins, O. Philip, B. Roscoe, D. Rose y C. Stoller, 2012. *A New Capture and Inelastic Spectroscopy Tool Takes Geochemical Logging to a Next Level*, Transactions of the SPWLA 53rd Annual Symposium, junio 16-20.

Vandenbroucke M. y Largeau C., 2007. *Kerogen origin, evolution and structure*, Organic Geochemistry 38, 719-833.

iAPG

www.iapg.org.ar

AARG

X ARGENTINA OIL&GAS
EXPO 2015

Exposición Internacional del Petróleo y del Gas



2° CONGRESO
LATINOAMERICANO Y DEL CARIBE DE
PERFORACIÓN
TERMINACIÓN, REPARACIÓN Y SERVICIO DE POZOS

5 – 8.10.2015

La Rural Predio Ferial
Buenos Aires, Argentina

Organiza y Realiza

iAPG

INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

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



messe frankfurt

IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos

iapig INSTITUTO ARGENTINO DEL PETROLEO Y DEL GAS

3 al 7 de noviembre 2014
Hotel InterContinental - Mendoza, Argentina



Inyección de agua en reservorios *shale oil*

El impacto de los fenómenos capilares sobre la producción

Por **Marcelo Crotti** e **Inés Labayén** (Inlab S.A.)

Este trabajo ha sido galardonado con el 1° Premio del Simposio de Recursos No Convencionales del IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (Mendoza, 2014).

Los esfuerzos para lograr una explotación comercial de reservorios *shale* se han volcado principalmente en las tareas de estimulación mediante múltiples fracturas hidráulicas de notable complejidad, cuyo costo se ha transformado en el factor dominante en relación a la rentabilidad de los proyectos.

Por otra parte, todavía están en desarrollo (y discusión permanente) las técnicas correctas de laboratorio para caracterizar el potencial productivo de estas acumulaciones. En este sentido, se trabaja en dos líneas principales:

- Adaptar las técnicas de la geoquímica exploratoria para convertirlas en metodologías de evaluación de

reservorios. A modo de ejemplo, parámetros como madurez y datos de pirólisis se incluyen entre las herramientas para caracterizar los reservorios *shale*.

- Extender el rango de aplicabilidad de las técnicas convencionales para que resulten válidas más allá del límite para el que fueron diseñadas. En esta línea de trabajo, se llega al límite de poner en entredicho la ley de Darcy para el flujo monofásico, que siempre ha sido el parámetro de referencia para evaluar la capacidad productiva de las acumulaciones de hidrocarburos.

Las dos vías tienen severas limitaciones, en muchos casos asociadas a la dudosa representatividad o integridad de las muestras empleadas y, en otros, a la escasa representatividad de las metodologías disponibles. Esto incluye hasta las técnicas más “sencillas”, como el lavado y acondicionamiento de las muestras antes de las mediciones rutinarias.

Como consecuencia, el reservorista se encuentra, muchas veces, con resultados de dudosa aplicación, incluso en propiedades tan básicas como la permeabilidad de la roca (o correlaciones K-phi).

En realidad, el tema es mucho más complejo porque, aunque se disponga de datos que podrían calificarse de “correctos”, resulta difícil establecer las dimensiones del propio “reservorio”, la distribución de tamaños de los bloques generados por las fracturas e incluso los factores de recuperación aceptables para una acumulación determinada. De modo que aunque se disponga de “buenos” datos de laboratorio, seguiría faltando el modelo al que deberían aplicarse.

Como ya se mencionó, todo lo anterior se traduce básicamente en que el mayor esfuerzo, muchas veces empírico, se vuelca en la optimización de las operaciones de fractura y en las condiciones operativas del pozo. En este caso, se utiliza como parámetro de control la propia productividad de los pozos aunque no se disponga de un modelo explicativo adecuado.

Adicionalmente, dentro de este panorama, al que se suma la escasa experiencia temporal en estos escenarios, resulta difícil definir la eficiencia de la recuperación “primaria”. En consecuencia, es muy difícil planificar recuperaciones asistidas o “secundarias”, equivalentes a las que se planifican en reservorios convencionales.

Sin embargo, ya hay trabajos que documentan la posibilidad de asistir la producción de hidrocarburos sin recurrir a esfuerzos adicionales en las tareas de fractura.

Dentro de esta línea, resulta particularmente promisorio la que recurre a los fenómenos de imbibición, de forma conceptualmente similar a la que se emplea en yacimientos naturalmente fracturados.

En la publicación de Morsy *et al.* (2013), se estudia la posibilidad de implementar operaciones de *waterflooding* en yacimientos de *shale oil* mediante optimización de la formulación de los fluidos de fractura y la orientación de las mismas para reforzar los procesos de imbibición. Los estudios fueron realizados sobre muestras de los yacimientos de Eagle Ford, Mancos, Barnett, y Marcellus.

En ese mismo trabajo se documentan estudios de imbibición de agua en laboratorio, sobre muestras sin tratar y tratadas con diferentes calidades de ácido. Los resultados indican producciones de petróleo, por intercambio espontáneo con agua, que van del 5% al 50% del petróleo inicialmente retenido en las muestras.

Las interpretaciones de estos y otros resultados asociados a la acción del agua en escenarios *shale* son variadas, pudiéndose atribuir la mejora en la producción de petróleo a factores como cambio de mojabilidad y/o alteración de las propiedades del medio poroso como consecuencia del contacto con agua (Wang *et al.* 2010), activación de una red de fracturas naturales por efecto del aumento de la presión del reservorio y enfriamiento del mismo (Fakcharoenphol *et al.* 2012), o por hinchamiento de arcillas y activación de la red de fracturas naturales (Onyenwere 2012).

Solo recientemente (Wang 2014), se plantea abiertamente que la clave para mejorar la productividad de los reservorios *shale* es la imbibición de agua. Dicho estudio está basado en muestras del campo Bakken, y se focaliza en identificar los productos adecuados para alterar su mojabilidad y mejorar la recuperación de petróleo potenciando el mecanismo de imbibición de agua.

El presente trabajo está destinado a analizar mecanismos de recuperación de petróleo similares a los descritos en dichas publicaciones y agregar argumentos adicionales que justifiquen la realización de estudios de laboratorio y de campo destinados a incrementar el factor de recuperación en estos escenarios.

Fundamentos

Los fenómenos capilares asociados a la existencia de lo que se conoce como “mojabilidad preferencial” aparecen siempre que dos o más fluidos se ponen en contacto con un medio poroso.

Las fuerzas o presiones capilares que aparecen espontáneamente en estos sistemas suelen ser poco significativas en reservorios “convencionales” donde la roca presenta gargantas porales de 10 o más micrones de “diámetro”. En estos reservorios, los fenómenos capilares se tienen en cuenta rutinariamente para describir la distribución de fluidos pero, salvo pocas excepciones (Crotti *et al.* 2010), no se los considera significativos como para afectar sensiblemente la producción de los mismos.

De hecho, la práctica “convencional” de la ingeniería de reservorios asume que las fuerzas que movilizan los fluidos están asociadas principalmente a las presiones originales del sistema o las fuerzas que se imponen desde superficie mediante equipos de inyección y bombeo. De este modo, se asume que las fuerzas espontáneas (gravitatorias y capilares) son de menor relevancia y solo debe considerárselas en situaciones particulares.

Las fuerzas gravitatorias (responsables de la segregación de fases inmiscibles) se incorporan con relativa facilidad y su impacto se tiene en cuenta especialmente en reservorios con elevada permeabilidad, con grandes diferencias de nivel entre el tope y la base de la estructura productiva y cuando la baja viscosidad de los fluidos facilita el movimiento de las fases.

Las fuerzas capilares no son tan fáciles de manejar (conceptual y cuantitativamente), pues involucran variables que a veces resultan de muy difícil evaluación. Y esta situación toma particular relevancia cuando las presiones capilares superan los cientos o miles de psi, como ocurre en escenarios caracterizados como *tight* y *shale*, con poros de 0.1 micrones o menores, donde las fuerzas capilares

adquieren magnitudes comparables o superiores a las que se pueden aplicar externamente en las operaciones de producción.

Suponiendo que el medio poroso contiene una estructura poral formada por capilares cilíndricos uniformes, resulta muy simple la expresión que vincula la intensidad de las fuerzas capilares con las variables asociadas a la estructura poral y a la interacción roca-fluidos:

$$P_c = 2 \sigma \cos(\theta) / r \quad [\text{Eq. 1}]$$

Donde:

- P_c = Presión capilar
- σ = Tensión interfacial
- θ = ángulo de contacto
- r = radio del capilar

Al resolver esta ecuación para diámetros capilares de 1 micrón, con tensiones interfaciales de 30 dyn/cm y un ángulo de contacto de 0° (completa mojabilidad al agua), la presión resultante es cercana a 16 psi.

Debido a la relación inversa entre radio poral y presión capilar, si el tamaño de los capilares se reduce 100 veces (0.01 micrones), alcanzando valores típicos de rocas *shale*, la presión se incrementa por un factor equivalente, llevando la presión capilar a valores superiores a las 1,000 psi.

Como se puede apreciar, en estos escenarios, al igual que en reservorios naturalmente fracturados de matriz muy "cerrada", los fenómenos capilares impactan fuerte-

mente en las metodologías de caracterización de reservorios y en las estrategias de producción (Crotti 2007).

Por esta razón, la correcta comprensión de los fenómenos capilares se torna más y más importante a medida que se avanza en la explotación de escenarios más heterogéneos y de menor permeabilidad.

La figura 1 (tomada de Nelson 2009), muestra comparativamente los diámetros porales típicos en diferentes escenarios naturales, las metodologías de medición de los mismos y algunos valores comparativos para apreciar mejor las escalas asociadas.

En la figura 2 se muestran con más detalle la estructura poral de rocas del tipo *shale*, tal como se caracterizan mediante la técnica de inyección de mercurio.

En dicha figura se incluyen las permeabilidades al gas de las muestras, que fueron caracterizadas con un equipo de inyección de mercurio que trabaja hasta un máximo de 60,000 psi, permitiendo acceder y cuantificar el volumen asociado a gargantas porales con un diámetro mínimo de unos 0.003 micrones.

En la figura 2 se puede apreciar que las distribuciones de diámetros porales pueden abarcar rangos muy amplios, e incluso las rocas más permeables (que presentan la mayor abundancia de tamaños porales cerca de 0.5 micrones), también pueden poseer fracciones importantes de su volumen poral solo accesible a través de gargantas de 0.01 micrones o menos.

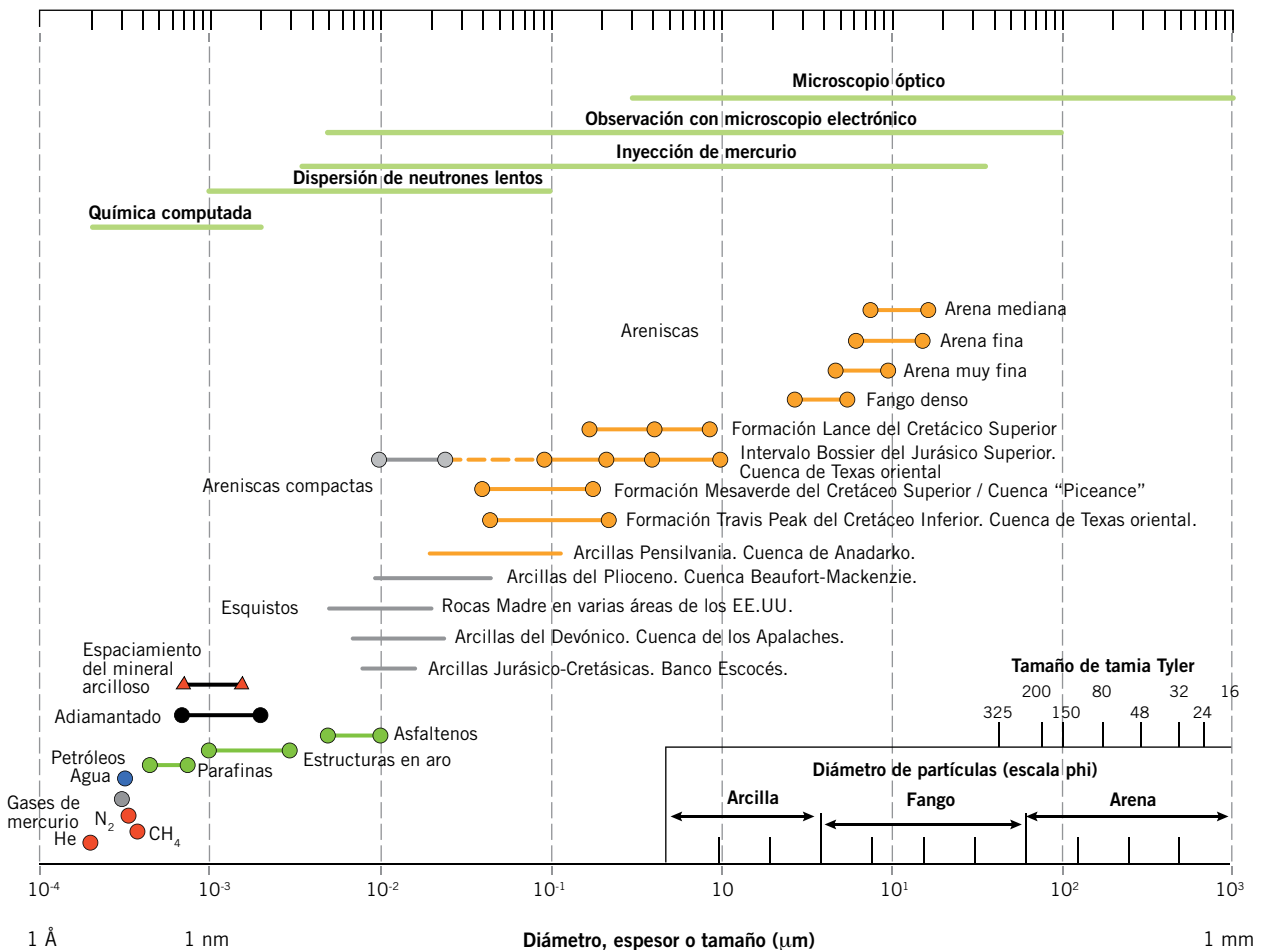


Figura 1. Tamaños porales característicos. Tomado de Nelson (2009).

Debe destacarse que las mediciones por inyección de mercurio se hacen necesariamente sobre roca limpia y seca, de modo que los valores de permeabilidad indicados en las muestras de la figura 2 pueden ser muy altos comparados con los correspondientes a las mismas muestras en condiciones y saturaciones propias del reservorio. Por otra parte, a partir de unos 0.02 micrones, el mismo mercurio comprime el espacio poral aún no invadido a presiones por encima de 10,000 psi. Este conjunto de circunstancias (vinculadas implícitamente al propio método de medición), hace que estas distribuciones de tamaños porales, aunque cercanas a los valores reales, deban tomarse solo como indicativas.

Como consecuencia de los muy pequeños tamaños porales característicos, en estos escenarios es frecuente que el reservorista se enfrente a situaciones que contradicen marcadamente cualquier experiencia desarrollada en escenarios “convencionales”, o en otro tipo de “no-convencionales”.

Dentro de esta línea de comportamientos “anómalos”, en este trabajo se analiza cómo el mismo fenómeno que origina lo que se conoce como daño capilar, o retención de agua por efecto de borde en reservorios *tight*, puede transformarse en un fenómeno favorable en escenarios *shale*.

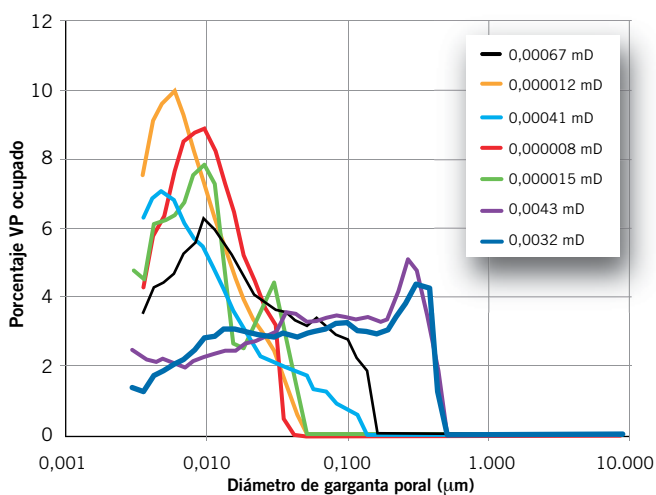


Figura 2. Distribución de tamaños porales en rocas tipo *shale*.

El daño capilar

En la práctica, en escenarios del tipo *tight gas*, se sabe que los fenómenos capilares son responsables de lo que se conoce como daño capilar. Este daño superficial está asociado a la retención de la fase mojante, que tiende a permanecer dentro del medio poroso cuando se llega a un límite físico como el que representa la ausencia de medio poroso en el espacio abierto del fondo de pozo.

En estos reservorios (básicamente arcillas y areniscas muy finas), la fase mojante es el agua. En este caso, las elevadas presiones capilares dan lugar a que el agua de la formación se encuentre a algunos cientos de psi por debajo de la presión del gas. Esto se traduce en el ingreso espontáneo del agua hacia la red poral y a la necesidad de aplicar *drawdowns* equivalentes para retirar el agua del medio poroso durante la limpieza y puesta en producción del pozo.

Dichas diferencias de presión son aplicables en las cercanías del pozo, pero no es posible desarrollarlas en las zonas

más alejadas, debido a la pérdida de carga en la propia fractura. Como consecuencia, el agua retenida por efectos capilares produce el bloqueo del flujo de gas derivado de la película superficial de muy baja permeabilidad efectiva a esta fase.

En pocas palabras, la experiencia con escenarios *tight* tiende a condicionar al especialista a que cuando se manifiestan los fenómenos capilares, estos tienden a disminuir la producción por efecto de lo que se agrupa bajo la denominación genérica de “daño capilar”.

En la práctica, este daño es de muy difícil remoción y puede disminuir notablemente la eficiencia de las fracturas hidráulicas.

Para contrarrestar este fenómeno, en escenarios de muy baja permeabilidad se han desarrollado técnicas que tienden a disminuir la posible absorción y retención de agua, ya sea por el agregado de aditivos (CO₂, Metanol), o minimizando el tiempo de contacto del fluido de fractura con la formación.

Por todo lo dicho, en escenarios *tight*, la retención de un porcentaje muy elevado del agua de fractura se considera una mala señal que se traduce directamente en pérdida de productividad de los pozos.

Daño capilar en escenarios *shale*

Aplicando la experiencia de reservorios *tight*, en una primera aproximación, los reservorios tipo *shale* se mostrarían como un escenario notablemente adverso, pues las permeabilidades de la matriz porosa son unas 100 veces menores a las de los escenarios *tight*. Esto se traduce, aproximadamente, en diámetros porales unas 10 veces menores, con presiones capilares unas 10 veces mayores. Por lo tanto, la extrapolación directa de la experiencia en reservorios *tight* indicaría que los daños capilares resultantes serían casi imposibles de eliminar.

Sin embargo, hay una característica que revierte esta primera aproximación desalentadora, y que concuerda con la experiencia positiva con fracturas hidráulicas en estos campos: la mojabilidad.

En tanto que los reservorios *tight* son casi 100% mojables al agua, los reservorios tipo *shale* poseen una matriz orgánica (el querógeno) que es fuertemente mojable al petróleo. Adicionalmente, esta matriz orgánica está inserta en una matriz mineral de grano muy fino, mojable al agua.

Esta doble mojabilidad (incluso a nivel microscópico), genera un resultado notable:

- Muy marcada avidez por agua, en la zona mojable al agua.
- Posibilidad de fracturar la roca sin generar daño capilar en la zona mojable al petróleo.

En función de los comentarios previos, lo que sigue es un análisis conceptual acerca de lo que ocurre con el agua de fractura no recuperada.

En reservorios de gas *tight* se asume, en general sin explicitarlo, que el agua retenida desplaza el gas de la formación hacia el interior de la misma. Dicho de otra forma, no se asume que el agua absorbida por la roca se intercambia con el gas del espacio poral (un volumen de agua que ingresa intercambiado con un volumen de gas que sale de la formación), sino que lo que se produce es un desplazamiento de gas hacia el interior del reservorio.

Nota: En realidad el intercambio se produce en mayor o menor medida, dependiendo de las condiciones de la fractura. Lo que ocurre es que el daño capilar generado sobrepasa marcadamente cualquier beneficio derivado de introducir agua en la formación y obtener gas libre como resultado del intercambio.

En escenarios del tipo *shale oil*, a diferencia de lo que ocurre en reservorios *tight*, el volumen de agua no recuperada es de magnitud similar (algunos miles de m³) al petróleo recuperado en los primeros meses de producción.

De esta forma, el aporte realizado por el intercambio de fluidos no puede despreciarse como posible mecanismo de producción de una parte significativa del petróleo acumulado por pozo.

Adicionalmente, la doble mojabilidad facilita el mecanismo de intercambio de fluidos entre la roca y la fractura, al mismo tiempo que el propio diseño de fractura, tendiente a fragmentar al máximo la estructura rocosa, hace difícil concebir un desplazamiento de todo el volumen de agua absorbido hacia lo que denominaríamos “interior del reservorio”. Cabe recordar que en estos reservorios es válido el concepto de que el reservorio se “crea” con la propia fractura y, por lo tanto, no existiría un reservorio “más allá” de la zona fracturada y su inmediata vecindad.

Como consecuencia de lo anterior, el agua retenida no necesariamente conduce a una pérdida de producción, sino que puede transformarse en asistencia a dicha producción.

Y, en este punto, es importante analizar el proceso migratorio y sus consecuencias sobre la propia roca generadora.

Expulsión de hidrocarburos y presiones capilares

El proceso migratorio comienza con lo que se describe como “expulsión” del hidrocarburo a partir de la roca generadora. Esta expulsión está asociada a la generación de sobre-presión en la roca madre (Hunt 1996), y esta sobre-presión deriva, entre otros procesos, del “cracking” de la materia orgánica, que conduce a un aumento del volumen asociado a los hidrocarburos.

Nota: Esta sobre-presión, necesaria para la expulsión de hidrocarburos, regularmente se conserva en las rocas generadoras (como es el caso de la Fm. Vaca Muerta) y en los reservorios *tight* vinculados directamente a rocas generadoras (como en la Fm. Los Molles).

En principio, lo que se asume es que, durante el proceso de maduración, se eleva la presión de fluidos hasta que el exceso de presión rompe algunos de los sellos que retiene a los fluidos atrapados en la red poral de la roca generadora. Los sellos son de dos tipos:

- Sellos mecánicos, que dependen de la resistencia mecánica de la propia roca generadora y su entorno.
- Sellos capilares, que se vinculan al tamaño de los poros y las fuerzas interfaciales de los fluidos involucrados.

La rotura de sellos mecánicos conduce a la generación de una red de microfisuras en la propia roca generadora, en tanto que la rotura de sellos capilares da lugar a un flujo

muy lento, a través de una matriz muy poco permeable, mientras se elimina el agua retenida en los microporos de la estructura poral.

Independientemente de cuál sea el sello más débil, la generación de elevadas sobre-presiones inevitablemente afectan las fuerzas capilares del sistema, de tal modo que, mientras que el agua se mantiene a presiones cercanas a la presión hidrostática regional, el hidrocarburo incrementa su presión, generando un aumento directo de presión capilar (definida simplemente como diferencia de presión entre la fase no-mojante y la fase mojante del sistema).

En función de lo anterior, la primera estimación de la magnitud de las fuerzas capilares involucradas en estos sistemas lo da la propia sobre-presión de fluidos en la roca madre. En estas condiciones se puede afirmar que si, en un dado reservorio, se detecta una sobre-presión de 3,000 psi, esa sobre-presión es una buena estimación de la presión capilar del sistema agua-hidrocarburo en ese escenario.

En realidad, ese suele ser un valor de mínima, pues la sobre-presión actual no es necesariamente la máxima sobre-presión a que ha sido expuesto el sistema roca-fluidos. Y, debido a la lentitud del reajuste posterior de fluidos, lo que establece la distribución de fluidos es la máxima presión capilar a que se ha sometido el sistema a lo largo de su historia geológica.

Nota: Una presión capilar agua-petróleo de 3,000 psi indica que esa diferencia de presión está disponible para movilizar fluidos cuando, por ejemplo, se aporta agua libre al sistema. En el espacio abierto de la fractura o del fondo de pozo, ambas fases están a la misma presión, pero en la estructura poral, el agua está a 3,000 psi menos que el petróleo.

En la matriz mineral, el aumento de presión de hidrocarburos en varios miles de psi (como se registra en las presiones actuales en la Fm. Vaca Muerta), puede ser suficiente para haber eliminado el agua retenida capilarmente en estructuras tan cerradas que, en reservorios convencionales, y en la experiencia rutinaria de los especialistas, tendrían una saturación del 100% de agua.

De esta forma, en la fracción que regularmente se identifica como arcilla, en base al tamaño de granos, suele haber una saturación no despreciable de hidrocarburos, introducida mediante la aplicación de presiones capilares muy altas.

En la literatura especializada la muy baja saturación de agua en escenarios *tight* se ha atribuido erróneamente a fenómenos de secado que conducen a condiciones de saturación “sub-irreducible” (Bennion *et al.* 2000, 2002). Esta calificación se aplica asumiendo que las presiones capilares en estos reservorios, al igual que en los convencionales, se generan mediante columnas hidrostáticas de fluidos en equilibrio. Sin embargo, es posible demostrar (Crotti 2007), que las saturaciones de agua se corresponden con las sobrepresiones de hidrocarburo a que han sido sometidas estas acumulaciones durante el proceso de entrapamiento.

Lo anterior permite justificar la elevada retención del agua de fractura que no se elimina durante el proceso de producción de los pozos en escenarios *shale*.

En principio, se trata del mismo fenómeno que ocurre en los reservorios *tight*. El material de grano muy fino puede absorber y retener agua porque, durante la historia

geológica el agua connata fue eliminada con ayuda de elevadas sobrepresiones de hidrocarburo.

En la matriz orgánica (querógeno), la situación es diferente. En esta matriz orgánica el agua posiblemente esté en condiciones de irreductible desde los inicios del proceso. Y en este caso las presiones capilares, también muy elevadas, están invertidas en el sentido en que en esta parte de la matriz porosa el petróleo, como fase mojantera, está a menos presión que el agua.

De este modo, si las dos fases están libres, la fase acuosa es fuertemente atraída por la matriz mineral, en tanto que la fase hidrocarbonada migra espontáneamente hacia la matriz orgánica. Y, en ambos casos, las presiones involucradas pueden ser de varios miles de psi.

Antecedentes

Las experiencias de lavado, secado, reacondicionamiento y medición de fenómenos capilares sobre rocas de muy baja permeabilidad (1 microdarcy o menos), son difíciles de realizar en condiciones que puedan asegurar una completa representatividad de las condiciones de reservorio.

Por esta razón, no es sencillo realizar experiencias de producción de petróleo mediante fenómenos de imbibición en escenarios *shale*.

Algunas experiencias cualitativas realizadas por los autores de este trabajo con rocas *tight* y *shale* permitieron apreciar la magnitud de los fenómenos capilares en estos medios de tan baja permeabilidad. Incluso, se ha empleado la intensidad de este mecanismo de absorción de agua para recuperar la saturación de agua y la resistividad en rocas secadas por exposición al ambiente y evaporación (Crotti *et al.* 2011).

No se han publicado experiencias de aplicación de este mecanismo de producción en rocas de escenarios argentinos, pero sí existen estudios vinculados a muestras de los yacimientos Bakken (Wang 2011, 2014), Eagle Ford, Mancos, Barnett y Marcellus (Morsy 2013).

Como ya se mencionó, en estos trabajos en general se asocia la recuperación adicional de petróleo a la disolución de una parte de la matriz mineral, o a la generación de microfisuras como resultado de la interacción agua-arcillas.

En el presente trabajo se parte de una base un poco diferente, pues si bien lo que se analiza también es la recuperación adicional de petróleo asociada a la incorporación de agua, el mecanismo que se propone es el de imbibición espontánea, con o sin generación de permeabilidad adicional en la matriz porosa. En alguna medida, lo que en los trabajos mencionados se propone como producción por mejora de permeabilidad, en este desarrollo se asume que es aumento de producción gracias al empleo de las muy elevadas presiones capilares de estos escenarios, que solo se efectivizan con la presencia de agua como fase mojantera.

Desde este punto de vista, no es tan importante la composición del agua (dulce o salada), sino la propia presencia de agua. Sin embargo, como muestran los trabajos mencionados, el agregado de aditivos, tales como tensioactivos específicos, y los cambios de salinidad y/o pH, pueden ayudar a promover los fenómenos espontáneos, alterando la intensidad o la velocidad de las interacciones roca-fluidos.

En este punto debe notarse que el agregado de tensioactivos, si bien tienden a mejorar los procesos de imbibición, gracias a la alteración de ángulos de contacto, al mismo tiempo disminuyen la intensidad de las fuerzas capilares, por lo que en laboratorio puede ser un proceso más eficiente (mayor porcentaje de recuperación del POIS), en reservorio puede involucrar tiempos antieconómicos.

Desde este punto de vista, aunque no puedan escalar-se en forma directa (especialmente porque se desconocen muchos factores propios del reservorio), los ensayos de laboratorio pueden diseñarse para identificar las mejores formulaciones en forma comparativa.

Consecuencias

Los análisis aquí presentados sugieren que una parte importante del petróleo producido puede provenir del intercambio de fluidos, asociado a los fenómenos capilares. En otras palabras, la elevada retención de agua en estos sistemas puede ser una buena señal, cuyas consecuencias podrían impactar en la forma de asistir la producción de hidrocarburos.

Si este modelo explicativo es adecuado, no habría por qué suponer que todo el intercambio posible de agua por

LA CALIDAD ES NUESTRO RECURSO INAGOTABLE

Cables de acero a la medida de la Industria Petrolera.

IPH SAICF

CABLES DE ACERO ESLINGAS - ACCESORIOS

www.iph.com.ar

La ingeniería de reservorios en escenarios *shale*

petróleo (agua que entra a la red poral y petróleo que sale hacia la red de fracturas naturales o inducidas) se produjo durante la operación de fractura. Por lo tanto, puede pensarse en estimular, mediante la inyección de agua, a pozos que hayan declinado muy fuertemente. Lo que se buscaría es favorecer un nuevo intercambio de fluidos de modo de transformar al agua inyectada y retenida en producción de petróleo.

La operatoria no implicaría una nueva fractura, con el agente de sostén correspondiente, sino solamente la inyección de agua, sin gelificantes ni aditivos propios de las operaciones de fractura, pues estos podrían desfavorecer el ingreso de agua a la matriz mineral.

Para que el proceso sea eficiente, habría que inyectar agua a caudales que no arrastren el agente de sostén y en condiciones que no superen la presión de fractura. Hay que tener en cuenta que las presiones capilares actuarían como una diferencia de presión de inyección adicional, favoreciendo el ingreso del agua a la matriz mineral.

Dentro del programa de trabajo, habría que incluir un período de cierre, posterior a la inyección de agua, y previo a la nueva puesta en producción, para favorecer el fenómeno de intercambio capilar en un sistema estático.

Este mismo modelo sugiere una serie de mediciones que serían de interés para optimizar períodos de estimulación y su acción progresiva, que deberían ajustarse en las pruebas de campo.

El ítem de estudio de mayor interés posiblemente radique en diferenciar el petróleo retenido en la matriz orgánica, del petróleo introducido en la matriz mineral durante el proceso de maduración y generación de sobrepresión en la roca generadora. Es de esperar que haya diferencias entre las dos calidades de hidrocarburos debido a que el entorno afecta los fenómenos catalíticos involucrados en las etapas posteriores del proceso de maduración del hidrocarburo. Adicionalmente, el hidrocarburo ya expulsado hacia la matriz mineral dejaría de recibir los nuevos productos derivados del querógeno en etapas posteriores, ya en diferentes condiciones de madurez.

En caso de tratarse de hidrocarburos distintos, esas diferencias serían la clave del seguimiento de la eficiencia de la producción por imbibición. Es de esperar que el petróleo producido por imbibición contenga mayor proporción del hidrocarburo retenido en la matriz mineral que el petróleo generado por simple depletación del reservorio, dado que la imbibición solo procedería en la zona mojable al agua.

Es necesario hacer una observación especial respecto a los reservorios del tipo *shale gas*. Si bien en este desarrollo se analiza con algún detalle el comportamiento previsto para niveles de petróleo, los mismos fundamentos podrían aplicarse a los niveles de gas, con la ventaja, en horizontes de gas y condensado muy rico, que la inyección de agua permitiría mantener una mayor presión de reservorio, con una menor pérdida de líquidos por el proceso de condensación retrógrada. Además, habitualmente la tensión interfacial agua-gas es superior a la de los sistemas agua-petróleo, por lo que es de esperar que en horizontes *shale gas* los fenómenos de imbibición sean más intensos.

Sin embargo, el posible aporte por imbibición es probable que sea porcentualmente menor en los horizontes de gas, dado que la menor viscosidad de este fluido favorece la producción "convencional" del mismo por depletación de la acumulación.

La ingeniería de reservorios es una disciplina casi centenaria que, partiendo de principios muy sencillos, fue perfeccionando las herramientas existentes, y agregando nuevas a medida que fueron surgiendo nuevos desafíos y que se fueron desarrollando tecnologías más complejas y eficientes.

A lo largo de esta evolución, y como consecuencia de la dificultad de hacer mediciones directas en el subsuelo, se fue desarrollando una especie de sinonimia entre el objeto de estudio y las herramientas empleadas para describirlo y cuantificarlo.

De este modo, es habitual que se recurra a la curva de presión capilar para hablar de distribución de fluidos y a las curvas de permeabilidad relativa para hacer referencia al movimiento de fluidos.

En la misma línea, y para conceptos aún más básicos, se asume que la porosidad representa el contenido de hidrocarburos, una vez que al espacio poral se le resta su contenido de agua, y también se acepta que la comparación de permeabilidades, entre diferentes zonas del mismo reservorio, proporciona una indicación directa de la capacidad de producir fluidos de estas zonas.

Las mediciones de laboratorio se han diseñado y se emplean sobre la base de estas equivalencias entre propiedades medibles y propiedades de interés.

Sin embargo, los escenarios *shale* (y en particular los correspondientes a *shale oil*) obligan a reconsiderar estas equivalencias.

La posibilidad de emplear la porosidad como capacidad de almacenamiento de fluidos se basa en asumir que es posible diferenciar perfectamente lo que constituye la matriz, proporcionada por la roca, del espacio poral asociado a la misma. Sin embargo, en estos reservorios, es muy difícil establecer un límite preciso entre espacio poral y matriz soporte. Con poros tan pequeños se generan superficies específicas muy extensas, donde los fluidos adsorbidos superficialmente ocupan volúmenes no despreciables frente a los fluidos "libres". Y no es fácil establecer, ni para el agua ni para ciertas fracciones de hidrocarburos, en qué punto dejan de pertenecer a la matriz de la roca y cuándo representan espacio poral ocupado.

Con la permeabilidad, la situación es tanto o más incierta que para la porosidad. En este caso, se discute desde la validez de la propia ecuación de Darcy hasta la forma correcta de tomar las muestras y hacer las mediciones. Es normal que muestras "gemelas" enviadas a laboratorios diferentes sean calificadas con permeabilidades que varían en más de un orden de magnitud entre sí. Es frecuente presenciar discusiones acerca de si la "permeabilidad" de una misma roca está en el orden de los micro-darcies o en el de los nano-darcies.

En el caso de permeabilidades relativas, aunque se aceptara su aplicación al modelado numérico, resultaría imposible hacer mediciones exentas de objeciones, por problemas que van desde la deformación del medio poroso asociado, a las diferencias de presión que sería necesario emplear, hasta la propia validez del concepto de permeabilidad relativa en escenarios dominados por fuerzas capilares y mojabilidades mixtas (Crotti 2004).

Con las presiones capilares la situación es muy particular. En estos escenarios, resultan inaplicables las curvas de presión capilar para modelar la distribución de fluidos, por las mismas razones que ya no sirven para escenarios *tight* (Crotti 2007). Además, la doble mojabilidad asociada a la coexistencia de una matriz mineral con una matriz orgánica, genera problemas conceptuales y de medición que exceden el correcto modelado y escalamiento de cualquier posible medición de laboratorio. Por otro lado, es necesario cuantificar las fuerzas capilares pues, en estos reservorios, su intensidad puede exceder cualquier desbalance de presiones que puedan generar las operaciones de superficie.

Todo lo anterior configura una situación bastante desalentadora respecto a la aplicabilidad de las herramientas tradicionales de la ingeniería de reservorios para modelar y predecir el comportamiento de estos reservorios.

A modo de ejemplo se puede analizar, con algún detalle, lo que pasaría si se lograra medir la permeabilidad de los niveles *shale* con un grado de representatividad similar al que se le otorga a los reservorios convencionales.

Nota: De hecho, este es el objetivo de muchas investigaciones y publicaciones recientes.

En un primer análisis, podría pensarse que ya estaríamos nuevamente en condiciones de asociar el valor de permeabilidad con la capacidad de movilizar fluidos de cada nivel que se estudie. Pero lamentablemente no es este el caso.

El caudal de producción (que es la variable que importa desde el punto de vista de la explotación hidrocarbúfera) depende no solo de la permeabilidad del medio y de la viscosidad de los fluidos, sino de la superficie de aporte y de la diferencia de presión efectiva para movilizar a dichos fluidos.

La superficie efectiva de las fracturas (naturales e inducidas) que conducen hacia el pozo es un tema de análisis, y estamos muy lejos de disponer de valores representativos para esta variable.

Sin embargo, si lograra establecerse adecuadamente el área de flujo desde el reservorio hacia la red de fracturas, aún estaría faltando una adecuada determinación de la diferencia de presión disponible para completar los cálculos.

En cualquier caso, dado que el agua de fractura retenida por cada pozo es, habitualmente, de varios miles de metros cúbicos, faltaría considerar el impacto de esta va-

riable en los cálculos. Sobre este punto, se pueden plantear modelos alternativos:

- Se puede asumir que, como en escenarios *tight*, el agua retenida genera un daño capilar que impide o dificulta la producción de hidrocarburos.
- Como se plantea en este trabajo, se puede interpretar que el intercambio de agua por petróleo contribuye a la producción del pozo.

En el primer caso, se agregaría una gran incerteza al área de flujo y, en el segundo, habría que incluir la contribución de las presiones capilares (de algunas centenas a varios miles de psi) a las fuerzas impulsoras para la producción de hidrocarburos.

Como resultado, puede apreciarse que la sola medición de permeabilidad de la matriz porosa no es suficiente para el modelado efectivo de estos escenarios. La permeabilidad está acompañada de otras variables (afectadas de una notable incerteza), que tienen un impacto posiblemente mucho mayor en la producción de hidrocarburos.

A todo lo anterior se agregan los problemas de evaluación de las fracturas hidráulicas múltiples que, aunque tengan idéntico diseño, no presentan un único patrón de comportamiento ni siquiera en un mismo nivel estratigráfico y en el mismo pozo.

Como resumen, parece recomendable abandonar algunas de las herramientas convencionales de modelado, redefinir las variables a medir en laboratorio y desarrollar modelos adecuados para incorporar las mismas a la descripción de estos reservorios.

Con este objetivo, en los apartados que siguen se incluye una propuesta de estudios mediante una batería de mediciones de laboratorio y de campo destinadas a lograr modelos predictivos adecuados para describir y optimizar la producción en estos complejos escenarios.

Mediciones de laboratorio

Como ya se mencionó, los ensayos de laboratorio deben diseñarse para cuantificar las variables asociadas a los modelos de producción que se emplean en cada escenario.



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

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

Wärtsilä Argentina S.A. Tronador 963 CABA-Tel. (011) 4555 1331 info.argentina@wartsila.com

Entonces, no es de extrañar que, para caracterizar reservorios no convencionales del tipo *shale*, deban emplearse mediciones de laboratorio que también son no convencionales.

Las que se describen en este trabajo pueden considerarse no convencionales porque incorporan metodologías nuevas, pero también son no convencionales porque, a diferencia del uso tradicional de los datos de laboratorio, algunos de estos no se diseñan para caracterizar el reservorio sino que hacen foco directamente en la asistencia a la producción.

De este modo, los ensayos que se analizan a continuación incluyen mediciones directas, sin modelado, y estudios comparativos de condiciones y productos destinados a mejorar la curva de producción.

Nota: Como toda metodología en desarrollo, el tipo de estudios propuesto es tentativo, debiendo tomarse solo como una indicación de la forma en que deberían encararse los estudios de laboratorio para adecuarse a estos complejos escenarios.

En este punto, parece adecuado recordar que los objetivos básicos de los estudios de laboratorio, en ingeniería de reservorio, están destinados a determinar cuánto hidrocarburo hay en la acumulación y qué fracción del mismo se puede recuperar por las vías posibles de explotación.

En otras palabras, lo que se busca cuantificar es el “Hidrocarburo Original *in Situ*”, que en el caso de escenarios *shale oil* identificamos como POIS, y los parámetros que permitan estimar su velocidad de producción y su recuperación final en base a las operaciones de campo posibles.

Como se verá, a diferencia de los estudios convencionales, los que aquí se proponen, no incorporan tareas de modelado de laboratorio, sino mediciones directas de las propiedades y condiciones imperantes en el subsuelo.

Mediciones destinadas a determinar el POIS

Como ya se mencionó, las mediciones convencionales están dirigidas a determinar la porosidad de la roca y su contenido de agua, para calcular (por diferencia) cuál es la máxima capacidad de acumulación de hidrocarburos posible en un nivel determinado. El estudio se completa con curvas de presión capilar destinadas a modelar la distribución de agua para cada nivel de referencia.

En el presente caso, se propone una medición directa del hidrocarburo “extraíble”. El entrecomillado de la palabra “extraíble” hace referencia a que se propone fijar un estándar de trabajo para definir el POIS no como valor absoluto sino en base a una metodología de trabajo.

Para ello, se eligen dos condiciones que permiten obtener lo que puede identificarse como el máximo valor de POIS: extracción con solventes miscibles y generación de un máximo de superficie de contacto que garantice el mejor contactado posible entre el solvente y el hidrocarburo original.

Básicamente, se trata de medir directamente el contenido de hidrocarburos libres por unidad de volumen de roca para después transformarlo en POIS con una adecuada estimación del Bo del fluido de reservorio.

Una vez seleccionadas las muestras a caracterizar, y habiendo descartado los extremos del material expuesto

a los fluidos de perforación y al ambiente, las mediciones pueden resumirse en la siguiente secuencia:

- Fragmentado mecánico de cada muestra, en trozos de diferente tamaño, para los estudios posteriores.
- Medición de porosidad y permeabilidad sobre la roca fragmentada por el método de *Pressure Decay*. La permeabilidad se emplearía solo como dato descriptivo, pero la porosidad se espera que represente el espacio libre generado por la pérdida de componentes livianos del petróleo. En función de la experiencia con estas rocas, en esta etapa se puede asumir que el agua connata es inmóvil y que durante la extracción de las muestras hasta la superficie solo se puede haber perdido el gas disuelto y una parte del petróleo por efecto del “gas-drive” interno. El espacio libre se empleará junto con el contenido de hidrocarburos solubles (corregido por el Bo y la compresibilidad poral estimados para el nivel a caracterizar) y el contenido de agua y sales para determinar el equivalente a la “porosidad” total de cada muestra por el método de “sumación de fluidos”.
- Extracción exhaustiva de hidrocarburos con Diclorometano (Cl_2CH_2) por molienda a malla 200 en tubo cerrado. Esta metodología permite cuantificar cromatográficamente los componentes del líquido extraído. Adicionalmente, este dato es de utilidad para diferenciar el tipo de hidrocarburos retenido en cada nivel a caracterizar.

Esta metodología para cuantificar el POIS es exhaustiva (caracteriza todo el hidrocarburo potencialmente “libre” en cada nivel a caracterizar) y, al igual que el POIS definido en forma convencional en base a la porosidad y la Sw, representa un límite máximo para el contenido de hidrocarburos producible, o no, por métodos de desplazamiento miscible o inmisible.

Mediciones destinadas a determinar el petróleo extraíble por imbibición

En este caso, la técnica propuesta apunta a determinar no solo cuál es la fracción de petróleo extraíble por este mecanismo, sino la manera más efectiva de lograrlo. Desde este punto de vista, se trata de un estudio destinado a caracterizar no solo las variables del reservorio, sino a identificar también las herramientas de apoyo a la producción.

Los estudios a realizar sobre cada muestra son:

- Ensayo de imbibición, con agua de diferentes formulaciones. En esta etapa deben usarse diferentes combinaciones de agua de formación y/o agua dulce, ajustadas a diferentes valores de pH y con tensioactivos u otros aditivos que favorezcan el proceso de imbibición, incluyendo posibles cambios en la mojabilidad de la roca. Los ensayos deben hacerse en tubo cerrado y a temperatura de reservorio, con agitación periódica, durante períodos prolongados.
- Cuantificación del petróleo producido por imbibición y caracterización cromatográfica de detalle.

Para favorecer la cuantificación del proceso de imbibición, se puede resaturar el VP con un solvente liviano. Esta etapa garantizaría que el volumen de petróleo disponible

sea equivalente al de reservorio, pero puede alterar (no necesariamente) la interpretación destinada a diferenciar el petróleo retenido en la matriz mineral, de aquel retenido en la matriz orgánica. En todo caso, una vez identificadas las mejores condiciones para la imbibición, se pueden hacer estudios comparativos entre roca nativa y roca resaturada.

Este ensayo reemplazaría, conceptualmente, al de permeabilidades relativas que se realiza en los escenarios convencionales.

Mediciones de campo y escalamiento

Como ya se mencionó, los estudios de laboratorio no pueden determinar, por sí solos, la capacidad de producción en estos escenarios, dado que la verdadera geometría de flujo (en especial la superficie disponible para la producción) y la influencia de las presiones capilares solo pueden medirse correctamente en las condiciones generadas por las fracturas hidráulicas.

Aunque, en principio las fuerzas capilares pueden estimarse en el laboratorio, la doble mojabilidad del sistema conduce a que la mojabilidad de las zonas alcanzadas por las fracturas conserve la misma incertidumbre que el propio alcance de esta.

De esta forma, una vez determinadas los aditivos y formulaciones más favorables en el laboratorio, la verdadera puesta a punto y evaluación de la velocidad de los fenómenos capilares solo puede medirse en el pozo.

En esta etapa es necesario hacer un esfuerzo, mediante el empleo de trazadores naturales, o inyectados junto con el agua, para diferenciar el aporte de los diferentes niveles productivos.

Lo anterior significa que el modelo real de producción, el impacto de los fenómenos capilares en el mismo y la cantidad y duración de los posibles ciclos de inyección de agua, solo pueden cuantificarse mediante parámetros a medir en los fluidos de producción.

Por otra parte, los modelos de cálculo deberán incorporar los mecanismos de imbibición (intercambio de fluidos por efectos capilares) y no curvas de permeabilidad relativa para los cálculos de recuperación de hidrocarburos.

Conclusiones

Los desarrollos presentados muestran algunas de las numerosas indicaciones que sugieren que el fenómeno de imbibición de agua es potencialmente adecuado para incrementar la productividad y la recuperación final de petróleo en reservorios del tipo *shale oil*.

Debido a la complejidad de estos escenarios, se propone desechar la cuantificación de algunas variables típicas de la ingeniería de reservorios convencionales, y destinar los ensayos de laboratorio a medir directamente la cantidad de hidrocarburos retenidos en estas estructuras y planificar mediciones que impacten directamente en el diseño de la asistencia a la producción. Para esto último, se intentan aprovechar las significativas fuerzas capilares que se desarrollan en estas acumulaciones.

El trabajo presentado debe tomarse básicamente como conceptual dado que, aunque las hipótesis desarrolladas se basan en principios físicos bien determinados, es ne-

cesario realizar muchas experiencias y mediciones, tanto de laboratorio como de campo, para transformar las herramientas aquí presentadas en evaluaciones de rutina. Por el momento, el modelo analizado se basa principalmente en estudios documentados en la literatura especializada y en indicaciones de campo muy significativas, entre las que se cuenta la elevada retención de agua de fractura, sin daños aparentes, durante las etapas de limpieza y producción de estos pozos. ■

Referencias citadas

- Bennion D. B., F. B. Thomas, B. Imer y T. Ma, 2000. *Low Permeability Gas Reservoirs and Formation Damage - Tricks and Traps*. SPE 59753, presentado en el 2000 SPE/CERI Gas Technology Symposium, Calgary, Alberta Canadá.
- Bennion D. B., F.B. Thomas, B.E. Schulmeister y J. Rushing, 2002, *Laboratory and Field Validation of the Mechanism of Establishment of Very Low Initial Water Saturations in Ultra-Low Permeability Porous Media*. Petroleum Society's Canadian International Petroleum Conference, Calgary, Alberta, Canadá.
- Crotti M. A., 2004, *Movimiento de fluidos en reservorios de hidrocarburos*, Ed Sigma.
- Crotti M. A., 2007, *Water Saturation in tight Gas Reservoirs*, SPE 107145. SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference realizada en Buenos Aires, Argentina.
- Crotti M. A., J. Bardelli, D. Masiero y G. Fondevila, 2010, *Aprovechamiento de empujes espontáneos para optimizar secundarias avanzadas*, Congreso de Producción del Bicentenario organizado por el Instituto Argentino del Petróleo y el Gas (IAPG), Salta, Argentina.
- Crotti M. A., D. M. A. Masiero y M. A. Cabrera, 2011, *Reservorios tight. Calibración de perfiles eléctricos y estimación de la salinidad del agua mediante medición directa sobre coronas no-preserveda*. Jornadas de Producción, Transporte y Tratamiento de Gas (IAPG), Neuquén Argentina.
- Fakcharoenphol P., S. Charoenwongsa y H. Kazemi, 2012. *The Effect of Water Induced Stress to Enhance Hydrocarbon Recovery in Shale Reservoirs*. Paper SPE 158053, presentado en la SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, USA.
- Hunt J. M., 1996, *Petroleum Geochemistry and Geology*, W.H. Freeman & Co Ltd; 2nd Revised edition.
- Morsy S., J.J. Sheng, A. Gomaa y Soliman M.Y., 2013, *Potential of Improved Waterflooding in Acid-Hydraulically-Fractured Shale Formations*. SPE 166403, ATCE, New Orleans, Louisiana, USA.
- Nelson P. H., 2009, *Pore-throat sizes in sandstones, tight sandstones, and shales*. AAPG Bulletin, v. 93, no. 3, p. 329-340
- Onyenwere E., 2012, *Experimental Study of Mechanisms of Improving Oil Recovery in Shale*, A Thesis In Petroleum Engineering.
- Wang D., R. Butler, H. Liu y Ahmed S., 2010, *Flow Rate Behavior in Shale Rock*. Paper, SPE 138521, presentado en la North American Unconventional Gas Conference and Exhibition, The Woodlands, Texas, USA.
- Wang D., 2014, *Mixing Oil and Water May Keep Bakken Wells Flowing*, Bakken Oil Business Journal.

Un paso hacia adelante en la integración horizontal.

Los SIG como un nodo articulador en el espacio corporativo.

Por **Néstor David Elena** (Pluspetrol S.A.)

Este trabajo ha sido galardonado con el 1° Premio de las V Jornadas de Geotecnología del IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (Mendoza, 2014).



En los últimos años, las corporaciones han introducido cambios en su organización respecto del tratamiento de la información, dando paso a la perspectiva de la organización como un sistema de información. Como plantea Chain Navarro (citado en Cañavate, 2003): “Las organizaciones pueden ser definidas por sus estructuras, formadas por múltiples canales y normas. La organización es un complejo de canales a través de los cuales los productos, servicios, recursos y flujos de información transitan de un punto a otro dentro de la organización, y también entre la organización y su entorno.”.

Este es el punto de partida para analizar la estructura de la información existente en el área de Geociencias de la compañía Pluspetrol S.A. En particular, nos centraremos dentro del Grupo Data&Informacion y el rol del Sistema de Información Geográfica como nodo vertebral del sector GIS&Mapping. Nuestra hipótesis de partida consiste en que la definición de estructuras de información y creación de flujos permite asegurar la calidad del dato en el sentido más amplio, dentro y hacia afuera de la organización.

Por consiguiente, el propósito del trabajo es el análisis del SIG Corporativo dentro de dicho sistema. Para ello, tendremos en cuenta los flujos de información actuales, los entornos y la matriz orgánica que opera dentro de la organización (Carabajal y Elena; 2012).

El trabajo se estructura en tres partes. En la primera se presenta un breve marco conceptual que nos permite aproximarnos a nuestro objeto, al tiempo que planteamos una perspectiva de análisis. En segundo lugar, se detalla la estructura de los canales internos y externos, detallando los componentes y funcionalidades. Por último, los comentarios finales con los resultados del análisis llevado a cabo.

Algunos conceptos para el análisis

Antes de adentrarnos en el marco conceptual, creemos necesario definir desde la gestión del conocimiento tres conceptos centrales: el dato, la información y el conocimiento. El primero hace referencia a una descripción o característica (atributo) de un hecho de la realidad; como tal, puede ser registrado, clasificado y almacenado. Por el contrario, la información son los datos puestos en un contexto y adquieren un significado al ser interpretados. Pero vamos un paso más allá y coincidimos con Torres Moya (2008) en que “la información en contexto, comprendida y aplicada por la gente se convierte en conocimiento”. Este conocimiento es un valor agregado que posee la organización y sobre el cual invierte dinero para maximizarlo.

En consecuencia, las empresas deben conocer, comprender el funcionamiento de los canales por donde transita la información y el conocimiento. Hay que tener en

cuenta que estos canales están constituidos sobre una serie de decisiones a modo de cadena de valor, que garantiza y permite la utilización de la información que sobre ella circula.

Por ello, a este trabajo podríamos enmarcarlo dentro de la teoría de la gestión de la información, en tanto esta pasó a constituir un recurso, aunque intangible, de suma importancia para la toma de decisiones. Siguiendo las ideas de Itami (en Cañavate, 2003), los recursos intangibles son los que aportan mayor valor a la compañía, y también son los más difíciles de poder medir y cuantificar. Esta última situación pone a los sectores vinculados con el dato en el reto permanente de buscar el reconocimiento, y explicar la importancia y la necesidad de contar con las condiciones para dar una respuesta rápida y confiable al momento de tomar decisiones.

Dentro de cada organización existe una estructura formal e informal por donde discurre el flujo de información y conocimiento. La primera responde a la manera en que están dispuestos cada uno de los sectores, los procedimientos existentes, los valores y normas establecidas que permiten la relación entre cada uno de ellos. Esta estructura es identificable por el personal. Por el contrario, los flujos informales no responden a una arquitectura establecida previamente por la organización, sino que es el resultado de las interacciones entre las personas.

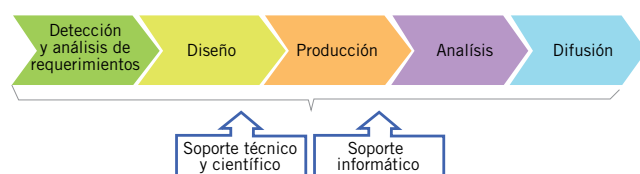
Se crean y mantienen de manera personal y voluntaria. Los flujos, como las redes que los conforman, son también el resultado del conocimiento y habilidades técnicas, y la disponibilidad de equipamiento tecnológico. Capacitación e inversión sustentan las innovaciones requeridas por las organizaciones que fomentan las dinámicas de fuerte interacción social.

La organización debe estar atenta, ya que si bien estas estructuras actúan de manera complementaria, también las redes de la informalidad pueden esquivar la formalidad en perjuicio de los procedimientos y las decisiones. Pero también la atención debe estar puesta en conocer dichas redes, formalizarlas pues son canales de gran valor para la compañía, ya que se sustentan en la sociabilización de las personas que la componen.

Por eso, no podemos comprender la información sin estar atentos a quienes la producen y consumen, pero no entendidos como meros emisores y receptores sino en un contexto más amplio de producción que involucra, como destacan Marout y Doreian (2010), la estructura del grupo de trabajo y sus formas de socialización. Siguiendo estas líneas de pensamiento, la calidad de las relaciones en una organización se convierte en un factor determinante para la creación de valor. Conocer las relaciones existentes nos permitirá comprender las redes por donde fluye el conocimiento.

Debemos comprender que el control de los flujos internos de información son resultado del propio funcionamiento de la empresa. Las personas, las maneras de relacionarse, el funcionamiento del grupo, el componente tecnológico disponible, los valores éticos, etcétera, son variables a tener en cuenta al momento de comprender los flujos de información y poder mejorar la calidad de los mismos.

Asimismo, en el contexto organizacional ha comenzado a ser relevante también el conocimiento de los ambientes por donde fluye la información, no solo dentro del



Fuente: Torres Moya (2008).

ambiente interno, como ya vimos, sino en el externo, es decir aquella que sale hacia afuera de la organización.

A la información que sale afuera de la compañía, los autores la denominan información corporativa, y sobre la cual existe un conocimiento respecto del control de los canales por donde fluye, como de su contenido. En muchos casos, esta información está regulada por factores legales, en el que se indica el tipo, los formatos, incluso la cobertura.

En resumen, el marco propuesto, aunque peca por su falta de exhaustividad, consiste en plantear algunas ideas que nos permitan aproximarnos a lo que sucede dentro de los sectores de servicios, de las empresas dedicadas a la exploración y producción de petróleo, en el marco actual del uso de la información. En lo particular, analizaremos el caso del grupo GIS&Mapping de la empresa Pluspetrol y los flujos de información y conocimiento que sobre él existen dentro y hacia afuera de la compañía.

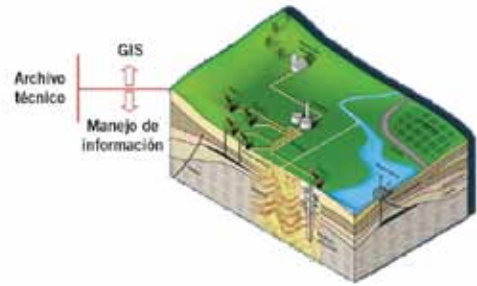


Figura 1. Asistencia profesional del DIG.

Data&Informacion Group (DIG). EL DIG está compuesto por tres grupos: Data Management Group (DMG), Technical Archive (TA) y GIS&Mapping (GIS), quienes brindan soporte al resto de los sectores de Geociencias y Reservorios (ver figura 1).

El grupo GIS está conformado por 5 especialistas en la temática, que responden a los distintos requerimientos de la organización en cada uno de los países donde opera. Es responsabilidad del grupo generar, recopilar, administrar, resguardar y publicar toda la información que se encuentre por sobre la superficie, lo que representa una diversa cantidad de datos, principalmente vinculados con la operación, que van desde la mensura del área concesionada, hasta el

Estructura orgánica

La estructura interna

Pluspetrol es una empresa dedicada a la exploración y producción de recursos hidrocarbúricos y cuenta, para tal fin, con un área de Geociencias y Reservorios. Dentro de la misma, interactúan distintos profesionales, geólogos, geofísicos y geotécnicos; estos últimos agrupados en

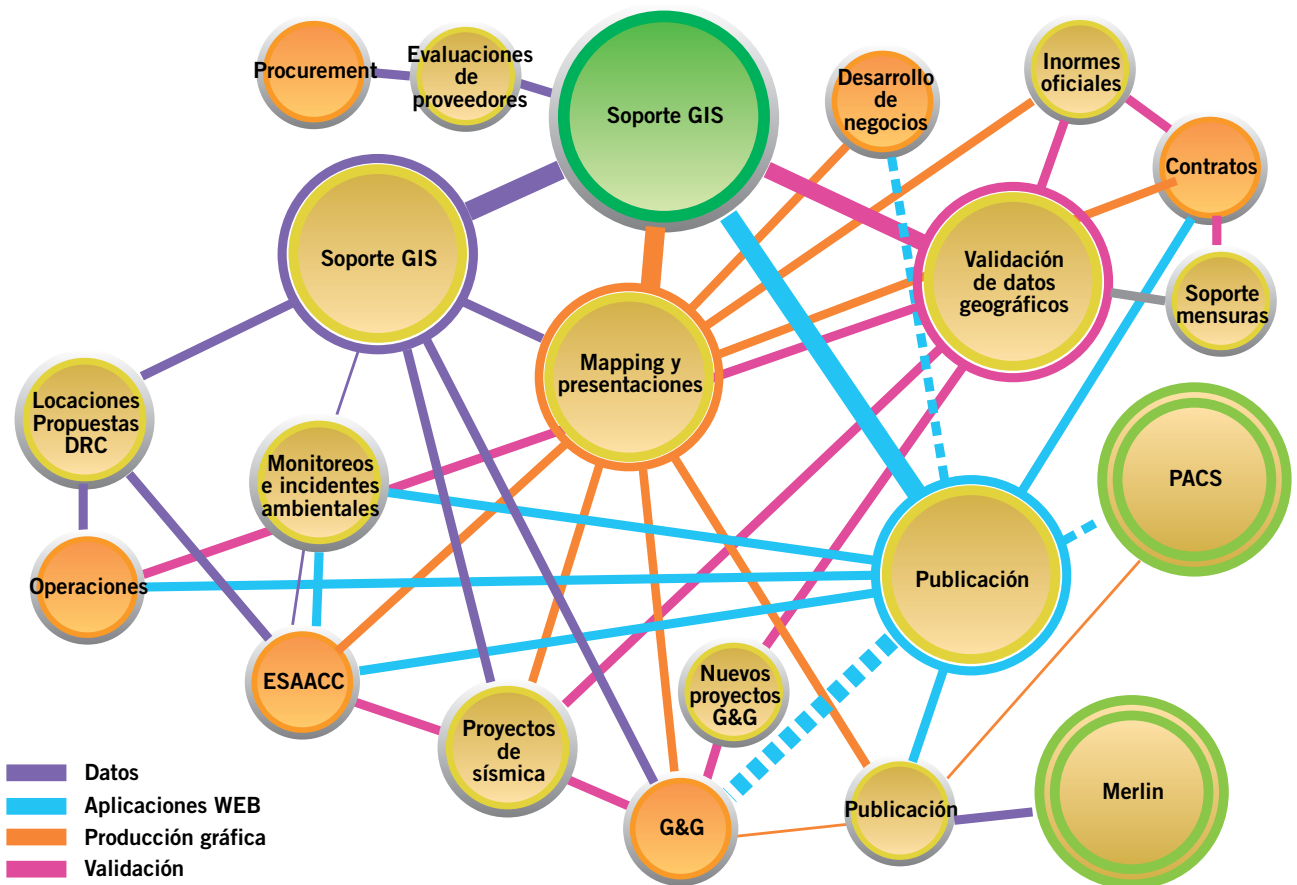


Figura 2. Servicios y clientes del GIS.

relevamiento de líneas de conducción para la puesta en producción de un pozo.

Todas las actividades que se realizan pueden agruparse en cuatro servicios básicos: producción gráfica, relevamiento y validación de datos, soporte GIS, y publicación de un portal web. Esta clasificación es puramente esquemática a los fines ilustrativos de las actividades, ya que muchas de ellas se dan en simultáneo o una sirve para nutrir a las demás (ver figura 2).

A partir de estas actividades, el GIS tiene un doble rol, como productor de información y como intermediario (validación y publicación de datos), conectando a los sectores de la compañía. Sectores que entendemos como clientes, en tanto consumen los servicios del grupo GIS, y cuyos trabajos están orientados a la operación en campo y la resolución de conflictos aparejados. Es sobre este espacio donde las acciones del GIS se hacen fuertes, dado que permite localizar sobre el territorio las distintas decisiones operativas.

En este sentido, uno de los nodos más importantes es la validación de los datos geográficos, ya que en este punto el grupo GIS actúa como productor de información. Una de estas responsabilidades es la generación de la topografía (pre-plot) para las propuestas de las líneas sísmicas 2d, interactuando con el sector de geociencias. Con el sector de Medio Ambiente se generan, para cada pozo a perforar, los cálculos de movimiento de suelo que permiten estimar los costos de la construcción de una locación. Asimismo, existe un canal con el sector de Contratos para la validación de las mensuras sobre las Áreas petroleras adjudicadas, y para responder a los requerimientos de las Autoridades de Aplicación (Soporte GIS). El grupo GIS es el responsable de los datos de las instalaciones de superficie, en especial de las coordenadas de los pozos (coordenadas a boca de pozo) que, relevamiento por Agrimensor mediante, quedan validadas e incorporadas a la base de datos. Los procesos de validación actúan también sobre los diversos relevamientos que se efectúan en campo, desde líneas de conducción, instalaciones mayores, pozos freáticos, adquisición sísmica, etcétera.

Sobre los canales expuestos se tienden redes con un grado que va desde la formalidad (vía procedimiento) a la informalidad. Sin embargo, en casi todos los casos se da una situación que tiende a finalizar la cadena de valor. Por tal motivo, los usos y costumbres, el conocimiento entre los empleados y sus formas de sociabilización, permiten construir estos canales y mantenerlos para luego formalizarlos. Un ejemplo es el procedimiento, en redacción, para pozos propuestos en el cual intervienen tres grupos, geociencias, ingeniería y DIG, que abarca la propuesta y perforación del pozo, y la posterior carga en las bases y su publicación.

El nodo Soporte GIS comprende todas las actividades desarrolladas por el grupo en relación con los distintos requerimientos de la compañía, especialmente a las operaciones. Estas incluyen los proyectos sísmicos, las cuestiones ambientales, la construcción de locaciones y obras diversas, la exploración geológica, entre otros. Sobre estos canales, las redes se definen no por procedimientos, sino por sociabilización, excepto cuando existen requerimientos externos que implican entregar datos e información. En estos casos, opera la red formal con los procedimientos habituales de notificación, resguardo y archivo.

Según corresponda, estas actividades potencian el uso del GIS como una herramienta para el análisis espacial, lo que permite desplegar tanto las capacidades del *software* como de los operadores para resolver cada desafío. Sin ser exhaustivos, podemos mencionar la utilización de distintos geo-procesos para los cálculos y conversiones de coordenadas, el análisis de concentración de productos, la generación de modelos hidrológicos, cálculos de pendientes, etcétera.

Otro de los canales y que ha tenido un fuerte crecimiento en los últimos años ha sido el portal GIS. Denominado PMaps, es un portal web con tecnología ArcGIS Server 10, cuyo nodo medular consiste en la publicación de los datos de la empresa que, como dijimos anteriormente, provienen de distintos sectores y son validados por el

INSTRUMENTACIÓN Y MONITOREO DE POZOS EN TIEMPO REAL



El sistema "Subsurface Surveillance" es un innovador sistema de monitoreo permanente diseñado para proporcionar datos continuos en tiempo real de presión/temperatura para una variedad de valiosas aplicaciones de yacimientos.

El diseño del sistema permite la monitorización simultánea de la mayor cantidad de puntos/zonas como se desee dentro de un solo pozo, verticales u horizontales, con casing de cualquier tamaño.

BOLIVAR 382 - 2º PISO - (C1066AAH) - BUENOS AIRES - ARGENTINA
Tel.: (54 11) 4343-7576 - CENTRAL@MORKEN.COM.AR
WWW.MORKEN.COM.AR

Morken
Soluciones de integridad

grupo GIS. La facilidad de las aplicaciones web, la independencia de los usuarios sobre los *softwares* y las posibilidades de guardar e intercambiar datos, han convertido al portal en una herramienta fundamental de información y generación de conocimiento.

Así, hoy en día, el Portal PMaps se conecta en tiempo real con dos bases (Merlín y PACs), con las cuales comparte datos, y permite su despliegue. Esto se logra mediante auditorías internas entre cada una de las bases para garantizar el correcto funcionamiento. Según Rey (2008), los beneficios de trabajar de manera integrada son:

- Único punto de ingreso de la información
- Minimizar errores de carga
- Datos validados y confiables
- El trabajo con estándares
- Disponibilidad de la información *on-line*

El involucramiento de las personas con el portal se hace no solo por la necesidad de ver o acceder a los datos, sino de utilizar al Portal como instancia de participación al gestionar sus propios datos. Para ello, se crean nuevas estructuras formales e informales por donde circula la información, y que responden a las necesidades de la propia organización como de las personas interesadas en utilizarlo.

Como resultado de la participación e interacción, desde el Portal PMaps se han generado lazos de interacción con medio ambiente, operaciones, servidumbre y geociencias. Cada día las personas ingresan no solo para cargar y ver sus datos, sino para interpretarlos en un contexto más amplio, aumentando la cadena de valor de los recursos en juego. Por ejemplo, cada mes se cargan los datos del Scout Meeting para que sean visualizados en el contexto regional de cada cuenca. Para el caso de *facilites*, se actualizan las instalaciones de superficie construidas y que impactan directamente en la gestión de la servidumbre petrolera. Desde medio ambiente se despliegan los monitoreos ambientales de los distintos recursos para su descripción y análisis.

Tal vez el caso más emblemático sea el flujo de incidentes ambientales, llevado a cabo por la Gerencia Argentina de Medio Ambiente. A partir de sucesivas reuniones entre Medio Ambiente y GIS, se plasmó la idea de administrar los incidentes desde el Portal mediante un único repositorio de rápida consulta. Se organizó un trabajo grupal que estableció una visión, sobre fuertes lazos de compromiso entre las personas participantes. Para el año 2006 comenzaron las pruebas y puesta a punto, manteniendo en todo momento el carácter reflexivo y crítico de cada participante sobre el trabajo realizado. Se organizaron las personas y definieron roles y funciones en cada una de las áreas de operaciones, las cuales serían las responsables de la carga de los datos, generando una nueva estructura y un flujo de información. El trabajo realizado se plasmó en un nuevo procedimiento dentro de la compañía para el reporte de incidentes ambientales.

A la sazón de las últimas tendencias, el Portal PMaps incorporó la capacidad de que cada usuario puede generar sus propios mapas, publicarlos y compartirlos. La aplicación "Mis Mapas" amplifica el ambiente colaborativo (en el dato) hacia una plataforma interactiva completa (en el conocimiento). El Portal también permite salvar cualquier desigualdad tecnológica, ya que pone a disposición de todos los empleados las mismas posibilidades de visualización y capacidad de trabajo.

La generación de mapas internos y oficiales es la histórica actividad que desarrolla el grupo GIS, incluso antes del nombre actual. En consecuencia, la relación directa con los sectores de geociencias y su necesidad de cartografía, se fue expandiendo a operaciones, medio ambiente, desarrollo de negocios, entre otros. Desde la producción artesanal, pasando por el AutoCad y ahora con los SIG, han existido formatos y procedimientos estándar para la elaboración de la cartografía, que se fueron ajustando a las nuevas tecnologías y demandas. Más allá de los nuevos canales de la información, este cuarto y último nodo continúa vigente al sustentarse sobre una red de relaciones. La necesidad de la cartografía o la presentación de datos oficiales permiten que desde este lugar se creen redes informales de duración variable con el objetivo de cumplir con los requerimientos.

La estructura y el ambiente

Hemos visto que los canales por donde circula la información son complejos, de estructura heterogénea y se apoyan en flujos de diversa índole. No sucede lo mismo cuando hablamos de la información corporativa, aquella que sale afuera de la empresa y sobre la cual existen canales formales por donde fluye la información y su contenido.

Desde el grupo GIS, los datos que se envían hacia afuera responden a dos situaciones distintas; por un lado, satisfacer las necesidades de las empresas contratadas por Pluspetrol para efectuar trabajos de consultoría, y aquella que es enviada a las Autoridades de Aplicación. En ambos casos, existe un marco legal que rige la comunicación, mientras que en la primera lo estipula la compañía operadora, en el segundo lo establece cada organismo según las necesidades que deban satisfacer.

Respecto de las empresas que prestan servicios, en los pliegos de contratación se estipulan los formatos y estándares de cómo se debe entregar los datos y la información generada. También se definen referentes técnicos internos (compañía operadora) y externo (contratistas), para resolver cualquier inquietud o problema. De esta manera, se agiliza la carga y posterior publicación de los datos al ser compatibles con nuestra base de datos. Un ejemplo son los informes de ubicación de pozos elaborados por los agrimensores o el relevamiento de ductos, quienes entregan *shapefiles* o personal geodatabase.

Un tema más sensible son los requerimientos de las Autoridades de Aplicación, sea de jurisdicción municipal, provincial o nacional; quienes tienen la autoridad de solicitar información a cada empresa operadora. En el caso de Pluspetrol, el sector de Contratos & Joint Ventures es quien recibe y envía los requerimientos. Si bien estos son diversos, el grupo GIS participa cuando involucra el envío de datos en formato *shapefile* o la elaboración de cartografía. Situación cada vez más frecuente, en tanto la mayoría de las Administraciones Públicas ha incorporado los Sistemas de Información Geográfica para la gestión de los datos territoriales.

Un ejemplo rector lo constituye el Anexo I de la Resolución 319/93 de la Secretaría de Energía de la Nación (SEN) que, desde el año 2005, solicita el envío de los datos en formato SIG (antes se realizaba en AutoCad). De acuerdo al Anexo se define un conjunto de *shapefiles* con una estructura de campos determinada, y para algunos se define

un código único para cada registro. Esta misma estructura fue replicada por algunas jurisdicciones provinciales como Neuquén y La Pampa.

Esta situación plantea un desafío al querer compatibilizar las estructuras de la base de datos existentes con la requerida por la SEN. En nuestro caso y, luego de una evaluación interna, se replicó una parte de la estructura de los *shapefiles* (campos), al considerar pertinente aplicarlos al resto de las unidades de negocio. A través de la herramienta "Model Builder", se creó un procedimiento para la extracción y conversión de los datos de manera ordenada y sencilla, la creación de reportes automáticos y, evitar así, inconsistencia sobre los mismos.

Otro ejemplo se basa en la Resolución 347/10 de la Subsecretaría de Hidrocarburos, Energía y Minería de la provincia del Neuquén, referente a la presentación de los datos de cada incidente que ocurra en su jurisdicción. Ante un incidente, el procedimiento interno indica que debe ser reportado a través de Portal PMaps, desde donde se cargan los datos de ubicación, coordenadas, causas, instalaciones afectadas, etcétera. Finalizada la carga, un mail de notificación interno da aviso para generar la comunicación a la Autoridad de Aplicación, primero mediante un fax que se genera desde el mismo portal a través de una plantilla que toma los datos necesarios. Segundo, el grupo GIS genera los archivos (shp y pdf) para ser remitidos según indica la resolución, utilizando rutinas preestablecidas. A partir de este procedimiento, cada incidente queda resguardado y clasificado; nos permite garantizar su trazabilidad y evitar inconsistencias en la base de datos, como en las comunicaciones corporativas, mediante un estándar definido.

Cada vez son más los requerimientos de las autoridades; algunos se reiteran cada año y nos permiten cierta previsibilidad para tomar medidas concretas. Otros son nuevos, y en muchos casos se superponen los pedidos, lo que nos lleva a ser ordenados en el momento de enviar los datos fuera de la compañía. Para esto, destinamos tiempo y esfuerzo en fortalecer los canales de información y comunicación internos, y así poder responder con la mayor seguridad posible. Es necesario poner el foco en interactuar interna y externamente en pos de acordar nuevos estándares que faciliten la integración. La aplicación de las normas, como la familia de ISO 19100 en los ámbitos públicos y privados, y el desarrollo de las infraestructuras de datos espaciales, creo tienden a eso.

Conclusiones

Muchas veces hablamos de GIS en relación con las tareas que se efectúan con algún *software* que involucra la información geográfica. Pero para entender la importancia y potenciar al GIS, también tenemos que comprender el contexto sobre el cual se apoya, sea organizacional o externo.

Desde Pluspetrol trabajamos para fomentar, integrar y fortalecer los flujos de información y comunicación entre los distintos sectores. Nos queda claro que hay que contar con un espacio donde articular a las personas, los datos y la información; el compromiso de cada uno y de la organización son fundamentales.

Así lo expresan los procedimientos y estándares alcanzados, y los que aún se vienen desarrollando. Nuestras de-

cisiones velan por los datos y la información que se construye como cadena de valor entre las personas. Trabajar bajo estas normas nos va a permitir lograr el reconocimiento cuando debamos dar una respuesta rápida y confiable al momento de tomar decisiones.

EL GIS nos permite organizar los flujos a través de las distintas herramientas, sean desktop o web, facilitando el acceso a la información de manera igualitaria y colaborativa. No solo es un canal, sino un punto de encuentro de distintas necesidades que involucran los datos propios de cada sector con los del resto; dentro de un contexto territorio como es una operación petrolera. ■

Agradecimientos

Al Grupo GIS, Jorge, Fernando, Ester, Silvia, Laura y Yarina, con quienes enfrentamos los desafíos cada día y nos permitimos reflexionar y crecer. A Pluspetrol, por permitirme compartir estas experiencias y crecer tanto personal como profesionalmente.

Bibliografía

- Carabajal, E y D. Elena (2012). "Comunicando información, el portal visto desde la gestión". En XIX LUAC, Buenos Aires, Argentina.
- Cavañate, A. (2003). "Sistemas de información en las empresas". En Hipertext.net, num.1. Disponible en: <http://www.hipertext.net>
- Marouf, L. y P. Doreian (2010). "Understanding Information and Knowledge as network processes in an oil company". En Journal of Information & Knowledge Management, vol. 9, junio.
- Rey, Fernando (2008). "Aplicando Data Management en Operaciones & Geociencias. Integración de flujos de trabajo". En III Jornadas de Geotecnología. IAPG. Mar del Plata, Argentina.
- Torres, A.F. (2008). "El ciclo de vida de los datos en el quehacer estadístico". XXVIII Salón de la Informática. Bogotá, Colombia. Disponible en: http://www.acis.org.co/fileadmin/Base_de_Conocimiento/XXVIII_Salon_de_Informatica/ConferenciaFidelAntonio-Torres.pdf



International Bonded Couriers

International Bonded Couriers

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

Bartolome Mitre 1612 PB c.p. (1037) - Capital Federal
Tel. 0810-3450-422 desde el ext. +54 (11) 4381-7575
E-mail: ventas@ibcinc.com.ar - web:ibcinc.com.ar

IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos

iapg INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETROLEO Y DEL GAS

3 al 7 de noviembre 2014
Hotel InterContinental - Mendoza, Argentina



Evaluación del potencial hidrocarburífero en un área madura

Cuenca Austral, República Argentina

Por los alumnos **Pamela Alli, Noelia Auciello, Francisco Carrera, Luciano Galeffi, Lorena Sovarzo, Griselda Valenti**
(Facultad de Ciencias Naturales y Museo, Universidad Nacional de La Plata - FCNYM UNLP).

Coordinador: Prof. Adjunto de la Cátedra de Geología de Combustibles, **Lic. Martín Noya**

Este trabajo ha sido galardonado con el 1° Premio del Programa de Becarios del IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (Mendoza, 2014)

Generalidades de la Cuenca Austral

La evolución de la cuenca tiene tres fases principales: una etapa de Rift (Jurásico – Cretácico temprano), SAG (Cretácico Temprano) y antepaís (Cretácico temprano al Cenozoico). La estratigrafía de la cuenca consiste en depósitos volcánicos y volcanoclásticos durante la etapa de sin-rift y una sección silicoclástica principalmente de grano fino, de origen tanto marino como continental durante la etapa de SAG y antepaís.

Considerando diversas características como el estilo estructural, la estratigrafía y la distribución del petróleo y el gas, en 5 provincias o regiones hidrocarburíferas pueden ser diferenciadas distintas áreas: área de plataforma, área norte del río Santa Cruz, área intermedia, centro de cuenca y, por último, faja plegada y corrida. Estas regiones presentan diferentes grados de madurez y potencial exploratorio.

La columna estratigráfica está compuesta por 6 ciclos sedimentarios:

Un **primer ciclo** Jurásico tardío, Valanginiano, está integrado por las secuencias de rift temprano y rift que incluyen la Serie Tobífera.

El **segundo ciclo** está representado por la asociación transgresiva Inoceramus inferior, Springhill, caracterizada por depósitos de plataforma externa y de cuenca, constituyendo la principal roca madre de la cuenca (Palermo Aike inferior o Inoceramus inferior). Los depósitos litorales, estuarinos a continentales conforman la clásica Fm. Springhill, principal reservorio de hidrocarburos presente en la cuenca. Este hemicycle se asocia con la etapa de hundimiento térmico de la cuenca o SAG. Todo el ciclo representa el intervalo Valanginiano tardío, Barremiano.

El **tercer ciclo** se desarrolla entre el Aptiano temprano y el Cenomaniano. Durante este período, se desarrollan los movimientos patagónicos principales, responsables de la formación del «foredeep» de la cuenca de antepaís, al que se asocian numerosos depósitos turbidíticos. El hemicycle transgresivo se presenta con depósitos de abanico deltaico en el sector noroeste de la cuenca, gradando a depósitos de plataforma con desarrollo de facies generadoras (Fm Palermo Aike medio). El hemicycle regresivo está representado por secuencias fluvio-

deltaicas de la Fm Piedra Clavada, con reservorios probados, que en la zona de estudio son equivalentes laterales de la porción más arenosa de la Fm Palermo Aike medio. En el sector costa afuera se desarrollan secuencias condensadas de plataforma.



El **cuarto ciclo** comprende el intervalo Turoniano temprano – Maastrichtiano. Comienza con un hemicycle transgresivo representado por facies de plataforma externa - talud, que constituyen reservorios y roca madre en depósitos de plataforma pertenecientes a la Fm Mata Amarilla. Todo el ciclo se encuentra representado en el área de estudio por el Mb superior de la Fm. Palermo Aike y el Mb inferior de la Fm Magallanes.

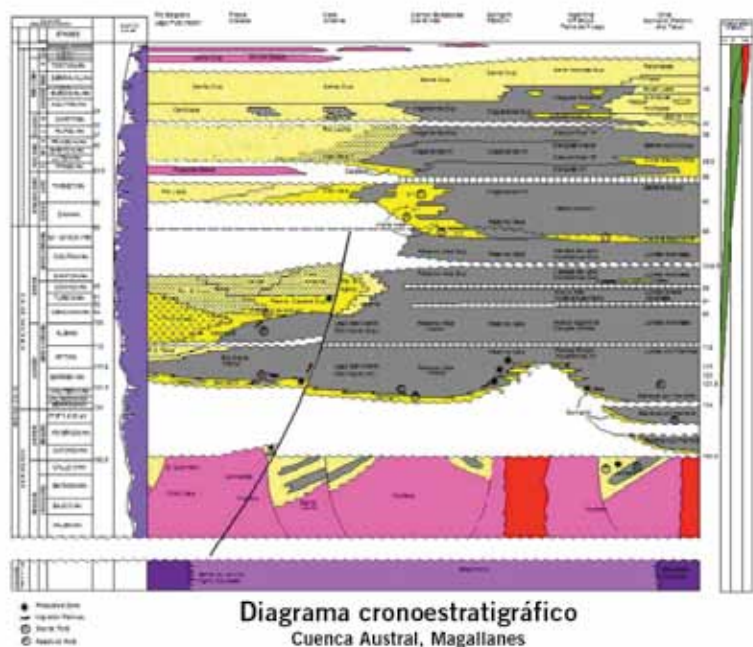
El **quinto ciclo** comprende el intervalo Paleoceno – Oligoceno temprano (Terciario inferior). El hemicycle

transgresivo se encuentra representado por depósitos deltaicos y sus equivalentes en el sector costa afuera. Todo el ciclo se corresponde al Mb. Inferior de la Fm. Magallanes.

El **sexto ciclo** se desarrolla entre el Oligoceno tardío y el Plioceno (Terciario superior). Se desarrollan las principales secuencias regresivas y progradantes en el «foredeep» de la cuenca de antepaís. El hemicycle transgresivo desarrolla abanicos aluviales y secuencias condensadas en la región costa afuera, representadas por el Mb superior de la Fm Magallanes en el área de estudio. El hemicycle regresivo está representado por depósitos continentales de la Fm Santa Cruz hacia el norte, mientras que hacia el sur se desarrollan depósitos de plataforma, talud y cuenca.

Se reconocen 3 sistemas petroleros probados en la cuenca:

- **Inoceramus inferior. Springhill.** Es el sistema petrolero más importante de la cuenca y más conocido. Se comenzó a explotar en la década del '40 y es el que aportó la mayor cantidad de reservas a la cuenca.
- **Inoceramus inferior. Magallanes inferior.** Fue identificado a mediados de los '80 y se comenzó a desarrollar a mediados de los '90 en la provincia de Santa Cruz. Es un sistema petrolero emergente.
- **Serie Tobífera. Serie Tobífera/Springhill.** Compuesto por arcilitas generadoras intercaladas en la sección inferior de la Serie Tobífera.



ra, que podrían aportar a dos tipos de reservorios distintos, tanto Serie Tobífera con porosidad primaria o secundaria, o bien la Fm Springhill.

Área de estudio

El área de estudio se encuentra en la plataforma estable dentro del territorio continental. En esta área es donde la Formación Springhill está en la posición estructural más elevada de la cuenca y, por lo tanto, fue una de las primeras zonas productivas de ella. Su espesor es sumamente variable; las arenas son en general delgadas, frecuentemente su interpretación sísmica es difícil ya que se encuentran por debajo del límite de resolución. Están ausentes en las áreas que se comportaron como altos estructurales durante su depositación ("altos pelados"), y es característico el abrupto cambio de espesores en cortas distancias, pasando por ejemplo, de espesores nulos, a más de 80 m de espesor; la topografía asociada a los hemigraben de la Serie Tobífera ejerció un fuerte control sobre el espesor y la distribución paleogeográfica de la Fm. Springhill. Los entrapamientos de dicha formación son estratigráfico-estructurales.

La roca madre para este sistema la constituyen principalmente las pelitas ricas en materia orgánica encontradas hacia la base de la Fm Palermo Aike (Lower Inoceramus). Los espesores de este nivel varían entre unas pocas decenas de metros a valores cercanos a 200 m hacia el oeste. En los pozos poco profundos al este, donde la Serie Tobífera está a una profundidad de 1.200 a 2.000 m, el Carbono Orgánico Total (COT) varía en promedio entre 0.6% y

1.3%, alcanzando en algunos casos el 2%. La Reflectancia de Vitrinita (Ro) para esta zona varía entre 0.3 y 0.55, indicando inmadurez. La materia orgánica en esta zona está dominada por restos vegetales continentales. Los querógenos son de tipo IV, y en menor medida de tipo III. Este conjunto de datos permite concluir que en esta zona de la plataforma, la sección carece de potencial generador y, en algunos casos, podría tener un potencial marginal. Es por esto que se le asigna un papel importante a la migración, y se estima que el canal de migración desde las zonas con potencial generador hasta las trampas fue la Fm Springhill.

En el estudio se evaluó la potencialidad como reservorios en distintos sectores de la columna estratigráfica mediante distintas técnicas.

Se trabajó con datos sísmicos, legajos y perfiles de pozo, que sumado a la recopilación bibliográfica de la geología específica de la zona de estudio, en el contexto de la dinámica de la cuenca, nos permitió identificar sectores con potencial exploratorio.

Mediante el análisis de los datos se evaluarán las posibilidades de nuevas zonas exploratorias en el sistema petrolero por excelencia, con producción probada, en el área de estudio mediante mapas isócronos y estructurales. Se identificarán los altos de basamento para de esta manera evaluar las posibilidades de entrapamiento para la Fm Springhill. También se buscaron rasgos estructurales para cuantificar el potencial de la Serie Tobífera.

En la sección media de la Fm Palermo Aike e inferior de la Fm Magallanes, se cuantificaron las posibles trampas y el riesgo de investigar las mismas.

El potencial de roca madre de las

secciones basales de la columna (niveles de arcilitas en Serie Tobífera, Springhill y Palermo Aike inferior), mediante perfiles de pozo, fue cuantificado. Si bien se sabe que la columna no alcanza la madurez térmica suficiente como para entrar en la ventana de generación, se intentará mediante distintos métodos evaluar el Carbono Orgánico Total (COT). ■

Referencias

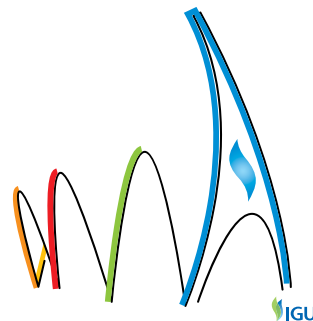
- Masarik, M. C., Murut, C., Hinterwimmer, G., Ferrero, J. C., 2005. Reservorios en arenas glauconíticas: caracterización, interpretación y oportunidades de desarrollo en Cuenca Austral, Simposio Evaluación de Formaciones - VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata.
- Rodríguez, J. F., Miller, M., Cagnolatti, M. J., 2008. Sistemas petroleros de Cuenca Austral, Argentina y Chile, Simposio sistemas petroleros de las cuencas andinas - VII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata.
- Argüello, J, Trapiche, A., Berdini, O., Pedrazzini, M., Benotti, S., 2005. Entrampamiento de petróleo y gas en la Formación Springhill, sector continental de la Cuenca Austral, República Argentina, Simposio Las Trampas de Hidrocarburos en las Cuencas Productivas de Argentina - VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata.
- Hinterwimmer G., 2002. Los reservorios de la Serie Tobífera, Rocas Reservorio de las Cuencas Productivas de Argentina - V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata.
- Pedrazzini, M, Cagnolatti, M., 2002. Los reservorios de la Formación Springhill en el territorio continental, Rocas Reservorio de las Cuencas Productivas de Argentina - V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata.



WGCPARIS2015

WORLD GAS CONFERENCE

"GROWING TOGETHER TOWARDS A FRIENDLY PLANET"



26th World Gas Conference | 1-5 June 2015 | Paris, France

DELEGATE REGISTRATION IS NOW OPEN

SAVE €480 BY REGISTERING BEFORE 16 JANUARY 2015



THE INDUSTRY'S MOST DISTINGUISHED SPEAKERS

Over 500 of the industry's most distinguished speakers will lead stimulating discussions and share their expertise



WORLD'S LARGEST GAS CONFERENCE

A four-day conference attended by over 4,000 delegates to hear the latest topics defined by years of leading research and the key upcoming trends



EXHIBITION

A comprehensive global gas exhibition spread over 45,000m² showcasing 350 exhibitors and the best of what the industry has to offer



GLOBAL MEETING PLACE

Get access to global markets and network with thousands of decision-makers who are there to do business



TECHNICAL TOURS

Attend tours designed to offer a first hand experience of state-of-the-art technical sites and learning in key areas



SPECIALISED PAVILIONS

A showcase of the latest industry knowledge, ideas, technologies and products



NETWORKING EVENTS

Numerous networking events including the spectacular Welcome Gala Evening where thousands of key business leaders meet



DESIRABLE LOCATION

Experience Paris. Enjoy specialised tours and events designed specifically for WGCPARIS2015 participants

GET INVOLVED TODAY!

REGISTER WITH YOUR EARLY BIRD DISCOUNT

Register today to save €480 with the Early Bird Discount

BOOK YOUR ACCOMMODATION

Visit www.wgc2015.org

BOOK EXHIBITION SPACE OR BECOME A SPONSOR

Contact us on +61 407 031 274 or rclark@etf.com.au

STAY UPDATED

www.wgc2015.org

CONNECT WITH US





Regulación del termostato: un modo simple y racional de ahorrar energía en calefacción y refrigeración

Por **Roberto Prieto** (Gerencia de Distribución - ENARGAS) y **Salvador Gil** (Gerencia de Distribución - ENARGAS y Universidad Nacional de San Martín, ECyT)

Con este estudio se busca analizar cómo varía el consumo de energía, en calefacción y refrigeración, respecto de la temperatura a la que se fija el termostato de los equipos de calefacción y refrigeración, respectivamente. Y cómo una gestión racional y adecuada de los termostatos en invierno podría ahorrar tanta energía como la que se genera en Atucha y Embalse combinadas.

En Argentina, alrededor del 18% de la energía primaria y el 17% del gas natural, se emplea en el acondicionamiento térmico de viviendas y edificios. [1] En EE.UU. y la Unión Europea, la proporción de energía primaria usada en acondicionamiento térmico de interiores es superior al 20%. [2] Dependiendo del tipo de clima, del tamaño,

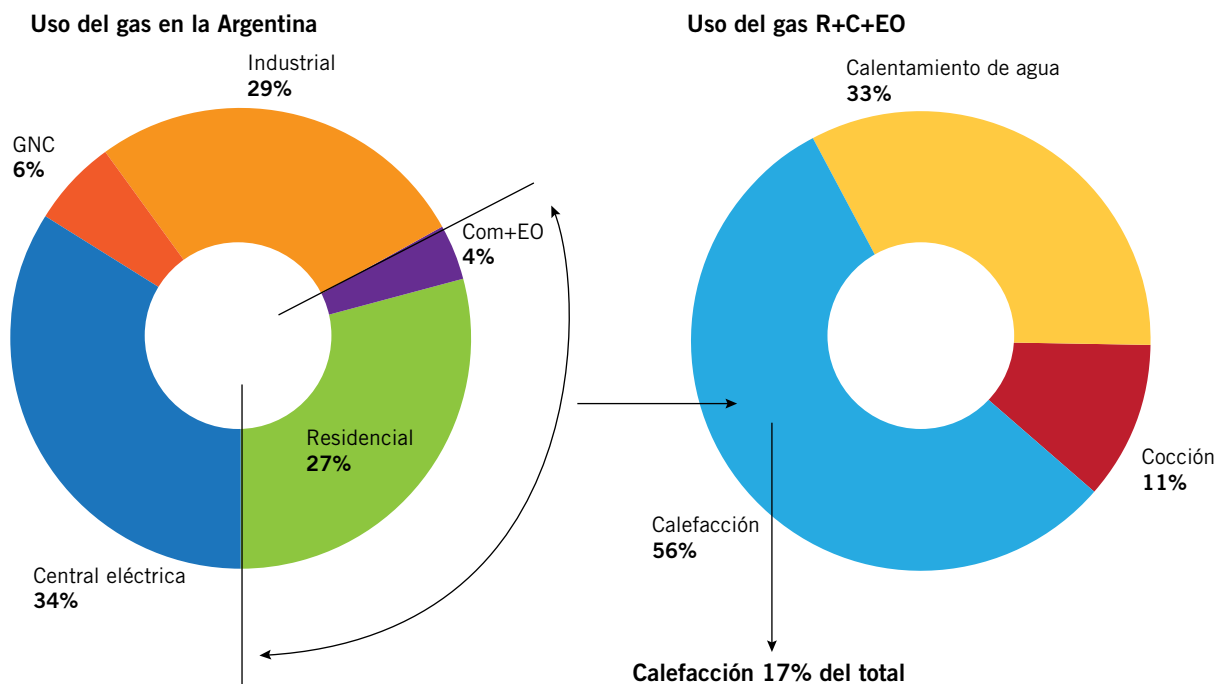


Figura 1. Usos del gas en Argentina. Aproximadamente el 17% (igual 56% del 31%) del total del gas se utiliza en calefacción de ambientes. Datos de 2013, ENARGAS. [3]

características de la construcción y prestaciones de los edificios, la fracción de energía que se usa en acondicionamiento térmico del aire interior varía de un lugar a otro, pero en general es una fracción muy significativa de la matriz energética.

En el caso del gas, la componente principal de nuestra matriz energética, los usuarios residenciales (R), comerciales (C) y Entes Oficiales (EO), utilizan un 31% de todo el gas consumido, y están en la máxima prioridad de abastecimiento (ver figura 1). Este sector de la demanda es fuertemente termo-dependiente; en los meses de invierno su participación alcanza el 60% del total del consumo de gas natural. [4] [5]

El consumo de gas residencial tiene fundamentalmente tres usos: cocción (11%), calentamiento de agua (33%), que son relativamente estables todo el año, *consumo base*; y el *consumo de calefacción* (56%), que es fuertemente dependiente de la temperatura. [6] De este modo, la calefacción constituye alrededor del 17% del consumo total del gas natural en Argentina, con una demanda concentrada en los meses de invierno. Esta característica de la demanda genera picos de consumos en los días fríos que se compensan con cortes de suministro a industrias y que provoca un impacto económico per-

judicial para la producción, además del impacto que la importación de gas genera en la balanza comercial y las cuentas fiscales. De allí la necesidad de buscar formas de atenuar estos picos y lograr un uso racional y eficiente para el acondicionamiento térmico de viviendas y edificios.

Se han propuesto muchos enfoques para reducir y eficientizar el consumo de energía en calefacción y refrigeración. Una adecuada aislación térmica de paredes, techos y aberturas, reduce tanto el consumo medio como los consumos picos. Asimismo, se reduce el tamaño de los equipos de acondicionamiento de interiores. [7] Igualmente importantes son los ahorros que pueden lograrse mediante el uso de la ventilación controlada y la reducción de las infiltraciones de aire a través de diferentes rendijas. Los artefactos de alta eficiencia, como el uso de bombas de calor para la calefacción, son otras alternativas muy útiles para lograr importantes ahorros. El empleo de sistemas geotérmicos también constituye un método muy promisorio para este mismo fin. [1]

El objetivo de este trabajo es estimar el ahorro de energía que podría lograrse mediante el ajuste apropiado de los termostatos de los equipos de acondicionamiento térmico de interiores. Por ejemplo, disminuyendo

un par de grados en invierno, como incrementando su valor en verano. La experiencia internacional indica que variaciones de solo 1 °C pueden generar ahorros del orden del 10%. [8] Sin embargo, dado que los potenciales ahorros dependen críticamente de los escenarios térmicos prevalentes y de las características de construcción, es necesario realizar un análisis del problema con datos locales.

En este estudio se estima, a partir de los datos de consumo de gas en función de la temperatura para distintas regiones de Argentina, los ahorros que podrían lograrse con un adecuado manejo de las temperaturas fijadas por los termostatos. Se busca desarrollar un plan de manejo de los termostatos, que proporcionen el máximo ahorro de energía durante todo el año, compatible con las condiciones de confort y comodidad de los ocupantes de los espacios interiores.

Modelo de predicción de consumos medios

El consumo residencial diario se compone de un *consumo base*, asociado al calentamiento de agua y cocción, que es aproximadamente constante a lo largo del año. [9] Por su parte, la demanda de calefacción está fuertemente

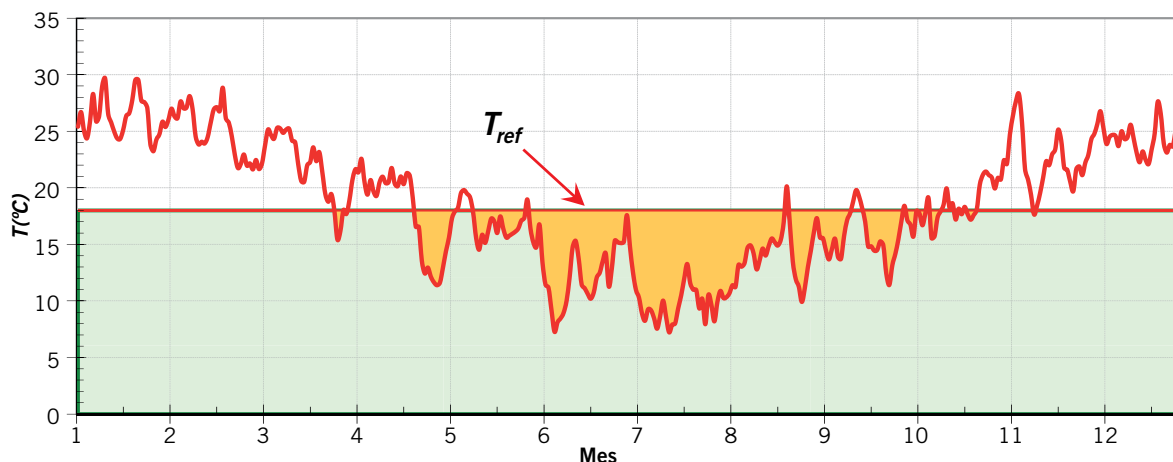


Figura 2. Representación de la temperatura media diaria a lo largo de un año; la línea horizontal representa la temperatura de referencia, $T_{ref} = 18\text{ }^{\circ}\text{C}$, la $DGD_{(año)}$ viene dada por el área sombreada de este gráfico. Los datos consignados corresponden a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (CABA). La temperatura media anual es de $17,7\text{ }^{\circ}\text{C}$ y la media invernal de $12,6\text{ }^{\circ}\text{C}$.

asociada a la temperatura y este componente del consumo depende de la diferencia entre la temperatura interior, T_{ref} y la temperatura media exterior, T_{med} . A esta diferencia la llamamos *Deficiencia Grado Día o Déficit Grado Día* ($DGD_{(día)} = (T_{med} - T_{ref})$). Varios estudios indican que el consumo de gas depende de la *temperatura efectiva diaria* [9] [10], que se define como la temperatura del día en cuestión y que equivale al promedio de los tres días anteriores. En este trabajo, tomamos esta temperatura como T_{med} que tiene en cuenta la inercia térmica de las construcciones y describe mejor el consumo de energía. En el Apéndice A se presenta una justificación física de esta dependencia, pero es claro que las pérdidas de calor serán proporcionales a la diferencia de temperatura entre el interior y el exterior de las

viviendas. Es de esperar que la temperatura interior o de referencia, T_{ref} sea cercana a la temperatura de confort. De este modo, el consumo anual, destinado a la calefacción depende del parámetro:

$$DGD_{(año)} = \sum_{i=1}^{i=365} (T_{ref} - T_{media}) \Big|_{T_{media} < T_{ref}} \quad (1)$$

que se define como la *Deficiencia Grado Día* anual ($DGD_{(año)}$) de cada zona. Si se grafican las temperaturas medias diarias a lo largo de un año (ver figura 2), el valor de $DGD_{(año)}$ viene dado por el área sombreada entre la temperatura de referencia y la curva que describe la temperatura media diaria.

Asimismo, es posible para cada región definir una deficiencia media diaria para cada mes del año ($DGD_{(mes)}$). De hecho, como las temperaturas medias mensuales varían fuertemente a

lo largo del año, como así también los consumos específicos medios de cada mes, es posible analizar cómo varían los consumos R+C+EO con $DGD_{(mes)}$ como se muestra en la figura 3.

La figura 3 muestra que los consumos asociados a la calefacción son proporcionales a la $DGD_{(mes)}$. La ordenada en el origen está asociada a la *consumo base*. De igual forma, puede mostrarse que los consumos anuales asociados a la calefacción son, asimismo, proporcionales a las $DGD_{(año)}$. Esta relación entre *consumo* y DGD se observa que es válida para todas las ciudades y regiones de Argentina, pero presentando una variación en su comportamiento en el sur del país [5], debido a los mayores subsidios al gas que se aplican en esta región.

El concepto de Déficit Grado Día (DGD) es utilizado en muchos lugares

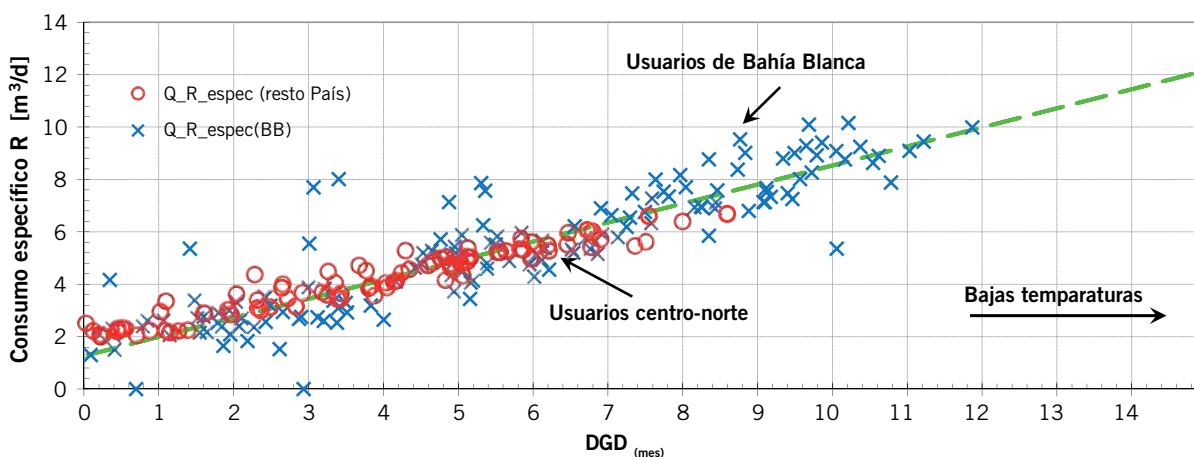


Figura 3. Variación de los consumos específicos diarios, promediados para cada mes, en función del $DGD_{(mes)}$ de cada mes. Los círculos rojos indican los datos de consumo de los usuarios R para la zona norte y central de Argentina. Las cruces corresponden a la zona de Bahía Blanca, que por tener temperaturas relativamente más bajas, presenta valores de $DGD_{(mes)}$ más altas. Como puede verse, el consumo varía linealmente con $DGD_{(mes)}$. La ordenada en el origen corresponde al consumo base.

del mundo para caracterizar los consumos por calefacción. De hecho, en las normas IRAM de acondicionamiento térmico de edificios (IRAM 11604), utilizan este parámetro para el diseño y cálculo de los de la aislación térmica en cada región bioclimática de Argentina. En el apéndice A se presenta una justificación física de este comportamiento.

Las temperaturas de confort para una oficina o vivienda se encuentran entre los 20 °C y 26 °C, a una humedad relativa cercana al 50%.

Sensibilidad de los consumos con la temperatura de referencia

Si se asocia la temperatura de referencia con la temperatura a la que se fija el termostato de la calefacción, variando T_{ref} entre 19 °C y 22 °C, para un escenario térmico real, se puede calcular cómo varía la $DGD_{(año)}$ con esta temperatura, T_{ref} . Dado que el consumo anual depende de $DGD_{(año)}$, permite estudiar la variación del consumo para calefacción por variaciones de la T_{ref} . En la figura 4 se muestra el resultado de este análisis para el caso de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, bajo la hipótesis de que el consumo varía proporcionalmente al $DGD_{(año)}$ y se pueden estimar los ahorros de energía para calefacción por variación de 1 °C en el valor de T_{ref} . Los resultados para Buenos Aires se muestran en la figura 5.

Podemos definir los potenciales ahorros de energía a una dada temperatura de referencia T , respecto a otra temperatura $T_0 \gg 20$ °C como:

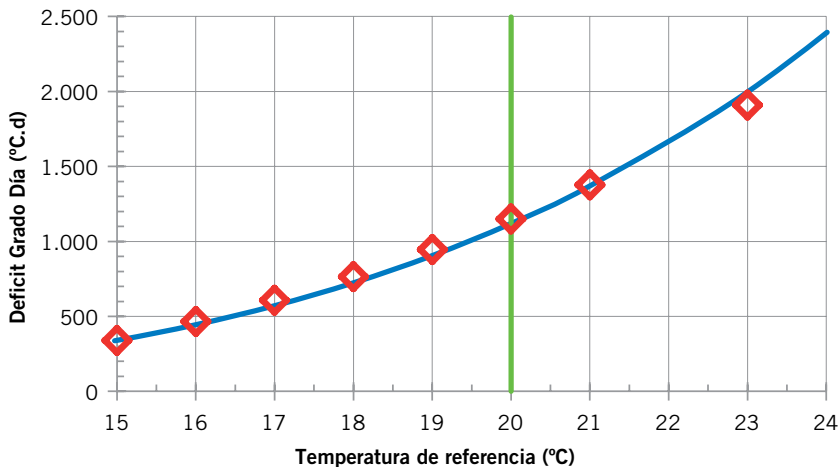


Figura 4. Variación de la $DGD_{(año)}$ como función de la temperatura de referencia (termostato). Los datos corresponden a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, tomando como base el año 2013.

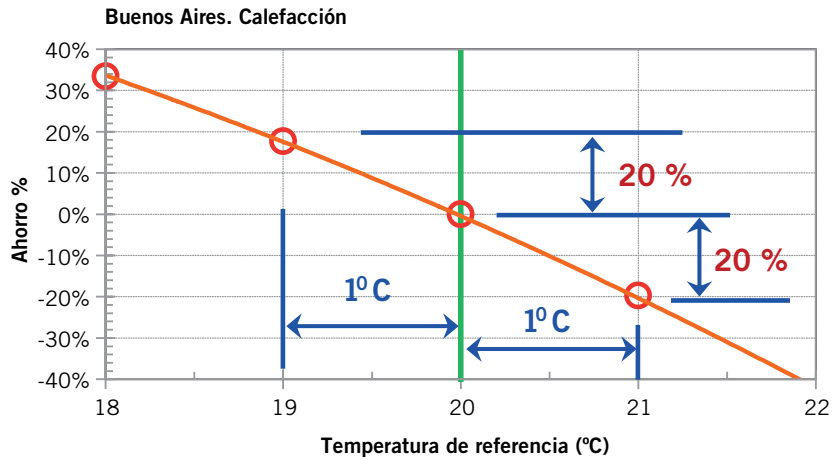


Figura 5. Representación de los potenciales ahorros en consumo de energía para calefacción, por variación de 1 °C en la temperatura de referencia o de termostato. Para la Ciudad de Buenos Aires, disminuir la temperatura en 1 °C generaría un ahorro del 20%.

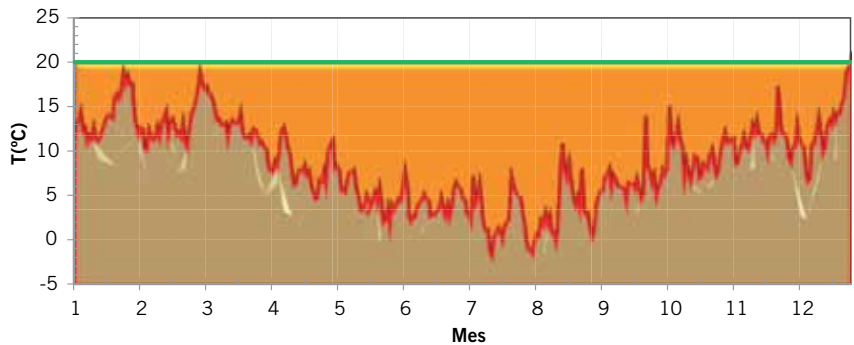


Figura 6. Representación de la temperatura media diaria a lo largo de un año; la línea horizontal representa la temperatura de $T_{ref} = 20$ °C, la $DGD_{(año)}$ viene dada por el área sombreada de este gráfico. Esta figura corresponde a la Ciudad de San Carlos de Bariloche. La temperatura media anual es de 5,2 °C.

$$Ahorro\% = \frac{Consumo(T) - Consumo(T_0)}{Consumo(T_0)} = \frac{DGD(T) - DGD(T_0)}{DGD(T_0)}$$

En la figura 5, se muestran los potenciales ahorros de energía para Buenos Aires producidos al variar la temperatura T , respecto de T_0 tomada como 20 °C. Los ahorros en calefacción al disminuir la temperatura en

1 °C serían del 20%. Este resultado es sorprendente, sobre todo si se lo compara con el reportado en otros países, donde los ahorros son del orden de la mitad de los estimados aquí. [7] Cabe señalar que los estudios detallados fueron realizados en las zonas más frías del hemisferio norte. Para comprender mejor este comportamiento, se procedió a realizar la misma evaluación para Bariloche, que tiene escenarios térmicos similares a Londres o Nueva York. Los resultados se muestran en las figuras 6 y 7. Como puede observarse, esta vez la $DGD_{(año)}$ varía linealmente con la T_{ref} . Esto se debe a que al ser las temperaturas casi todo el año inferiores a T_{ref} , el área de la curva que representa a $DGD_{(año)}$, varía linealmente con T_{ref} .

En el caso de zonas templadas, como Buenos Aires o la mayoría de las ciudades del centro y norte de Argentina, la $DGD_{(año)}$ varía con T_{ref} elevada a una potencia mayor que uno, ya que al variar su valor, se incrementa la altura y el ancho del área que representa a la $DGD_{(año)}$.

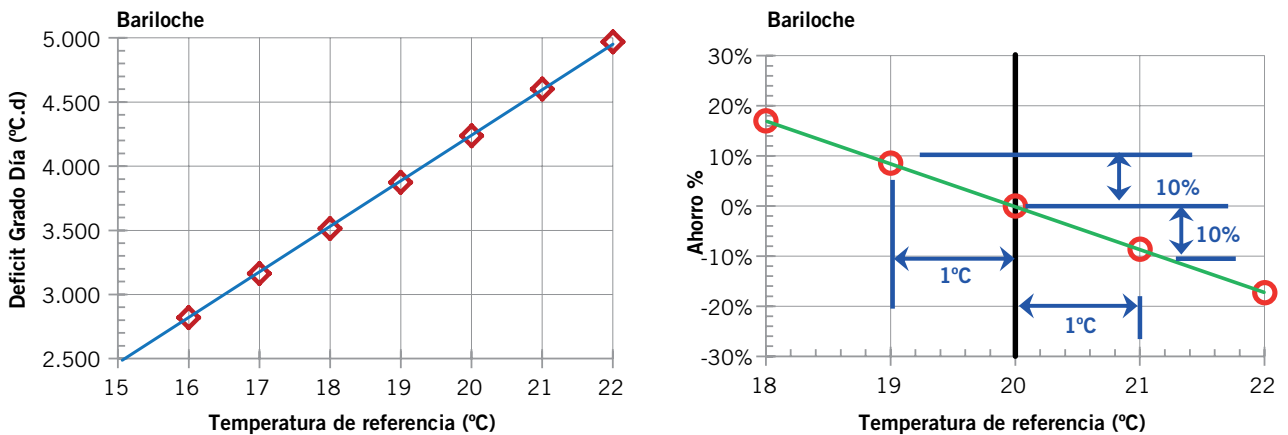


Figura 7. A la izquierda, variación de la DGD_(año) como función de la temperatura de referencia (termostato). A la derecha se muestran los potenciales ahorros en consumo de energía para calefacción, por variación de 1 °C en la temperatura de referencia. Estos datos corresponden a la ciudad de Bariloche. Al disminuir la temperatura en 1 °C generaría un ahorro del 10%.

En la figura 8 se representa la variación del ahorro de energía para calefacción, por incremento de 1 °C de la temperatura de referencia para distintas ciudades de Argentina y de otros países. Como se ve, a medida que las temperaturas son más rigurosas, el ahorro por incremento de 1 °C en el termostato va disminuyendo, pero aún sigue siendo considerable, del orden del 8% al 10% según el año.

En Argentina, el 95% de los usuarios de gas natural está en la zona centro-norte; sin embargo, el 5% de los usuarios del sur consume cerca del 20% del gas residencial. Por lo tanto, 1 °C de disminución en los termostatos representa un ahorro de un 18% del consumo de calefacción a nivel nacional. Si se lograra solo la mitad de este ahorro, su magnitud sería muy importante.

En los días de frío intenso, el consumo R+C+EO puede ser del orden de

los 70 millones de m³/día. Dado que el consumo base es del orden de 20 millones de m³/día, el consumo de gas para calefacción en esos días es de 50 millones de m³/día. De este modo, un ahorro del orden del 10% sería de unos 5 millones de m³/día, cuyo costo marginal es del orden de 3 millones de U\$S/día, suponiendo un costo del orden de 19U\$U/M_BTU. A lo largo de unos 90 días de frío, su costo sería de unos 270 millones de U\$S. Además, con este gas se podría generar alrededor de 1 GWe en una central de ciclo combinado, o sea el equivalente a la energía que producen dos grandes centrales como Atucha y Embalse combinadas.

De modo análogo, se puede estimar el ahorro producido por aumentar en un grado la temperatura de los acondicionadores de aire. Para este análisis, es útil definir el Exceso de grado día anual como:

$$DGD_{(año)} = \sum_{i=1}^{i=365} (T_{media} - T_{ref}) |_{T_{media} < T_{ref}} \quad (2)$$

El área sombreada de la figura 9 ilustra el valor del EGD para el caso de Buenos Aires en 2013. En este caso, la temperatura de referencia se toma ≈ 25 °C. De este modo, el EGD indica la magnitud de la necesidad de refrigeración, y es de esperar que sea proporcional a la energía utilizada en refrigeración de ambientes interiores, de modo similar a cómo la DGD es proporcional al consumo de calefacción (figura 3).

Si se toma como base la temperatura recomendada por la EPA [8] y el Departamento de Energía de EE.UU. [10], $T_{ref} = 25$ °C a 26 °C, podemos calcular el ahorro producido por incrementar la temperatura del termostato de 25 °C a 26 °C. Los resultados se muestran en la figura 10.

Para comprender por qué el ahorro de energía en calefacción o refrigeración es significativo cuando solo se varía 1 °C el termostato, es necesario tener en cuenta las temperaturas medias de los días de invierno y verano, con necesidad de calefacción o refrigeración, tomándose para este cometido los días con temperatura media menores a 18 °C y mayores a 25 °C, respectivamente.

Para la Ciudad de Buenos Aires, la temperatura media para los días con necesidad de calefacción (días con temperatura media ≤ 18 °C) es: $T = 12,4$ °C y la temperatura media para los días con necesidad de refrigeración (días con temperatura media ≥ 25 °C) es: $T = 26,5$ °C. De este modo, un salto térmico medio en invierno es:

$$DT = 19$$
 °C - 12,4 °C = 6,6 °C,

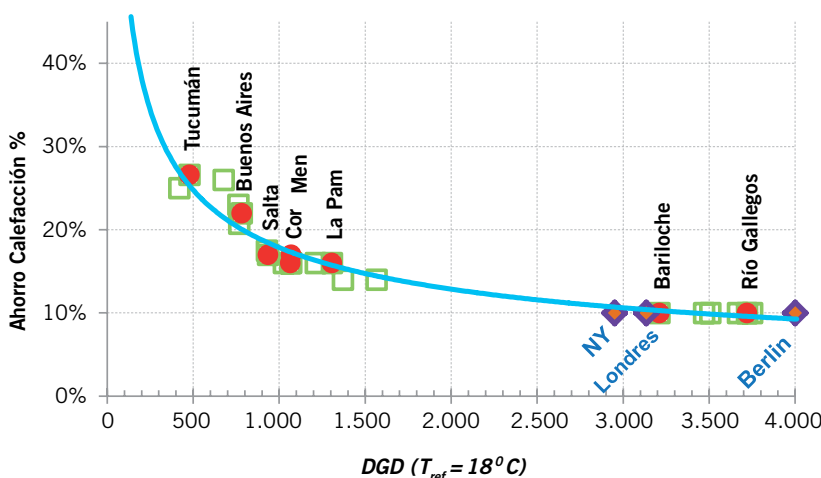


Figura 8. Representación de los ahorros en calefacción, por disminución de 1 °C para distintas ciudades de Argentina y del mundo. Para este análisis se usó una temperatura de referencia de 18 °C.

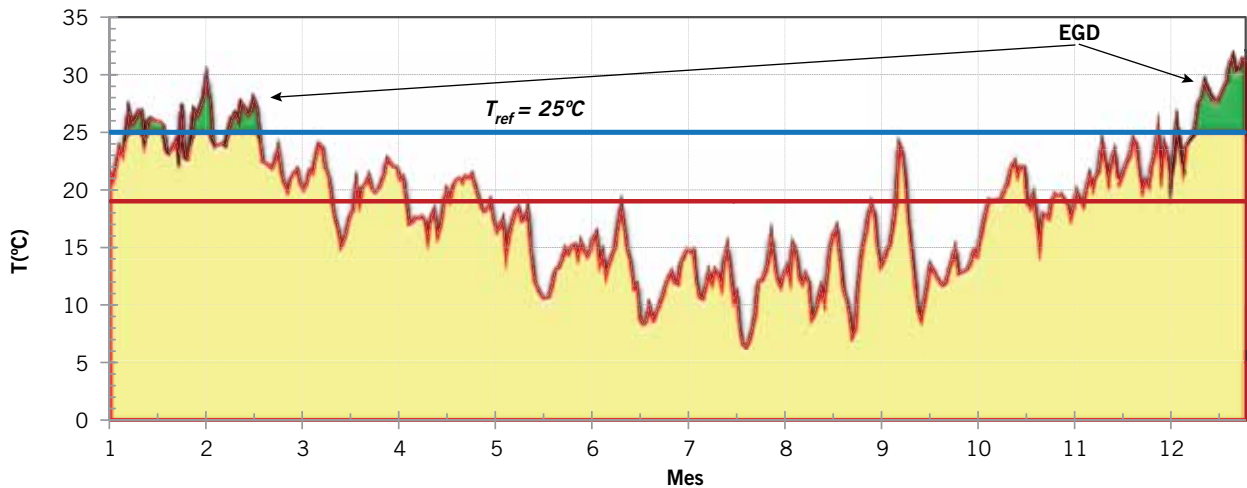


Figura 9. Representación de la temperatura media diaria a lo largo de un año; la línea horizontal representa la temperatura de referencia, $T_{ref} = 25\text{ }^{\circ}\text{C}$, el EGD_(año) viene dado por el área sombreada en verde de este gráfico. Estos datos corresponden a la ciudad de Buenos Aires.

Si se reduce en $1\text{ }^{\circ}\text{C}$ la temperatura de calefacción, este salto térmico es $DT = 5,6\text{ }^{\circ}\text{C}$, o sea la diferencia porcentual de $1/6,6 \cdot 100 = 15\%$ de ahorro de energía.

De forma análoga para el caso de la refrigeración, también en la Ciudad de Buenos Aires, el salto térmico para

llegar a $25\text{ }^{\circ}\text{C}$ es:

$$DT = 26,5\text{ }^{\circ}\text{C} - 25\text{ }^{\circ}\text{C} = 1,5\text{ }^{\circ}\text{C},$$

Por lo tanto, si se eleva $1\text{ }^{\circ}\text{C}$ la temperatura del termostato tiene un efecto superior al 50% de ahorro energético.

Estas son estimaciones para justificar y hacer plausibles los resultados presentados en este trabajo; los valo-

res más exactos de estos cálculos son los que se presentaron en las figuras 5, 7, 8 y 10.

El termostato - recurso para lograr ahorro de energía

En base a lo discutido, surge como necesario tomar acciones concretas para generar una cultura de uso eficiente de la energía, que incluye la regulación de los termostatos como un elemento importante en el uso de calefacción y refrigeración. En este sentido, sería conveniente, como primera medida, generar pautas o recomendaciones a los usuarios, similares a las que realiza el Departamento de Energía de los EE.UU. (DOE).

Para el caso de calefacción, sería útil recomendar el adecuado uso de termostatos en los sistemas de acondicionamiento térmico de ambientes,

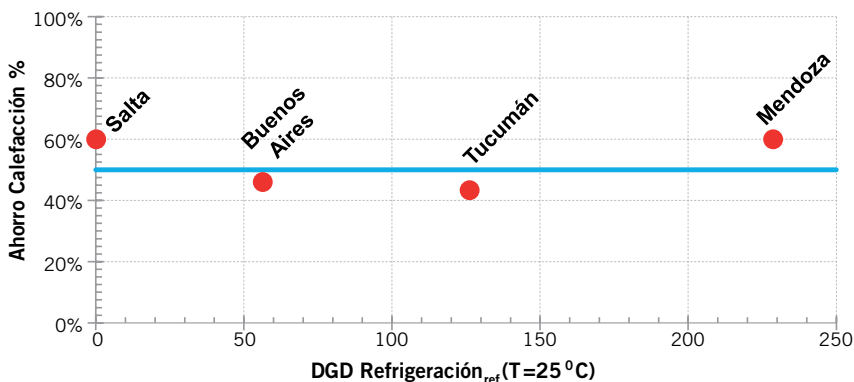


Figura 10. Representación de los ahorros en refrigeración, por el aumento de $1\text{ }^{\circ}\text{C}$ para distintas ciudades de Argentina. Para este análisis se usó una temperatura de referencia de $25\text{ }^{\circ}\text{C}$.

- :: 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



como un método eficaz de reducción del consumo de la energía utilizada en calefacción y refrigeración. [10] En concordancia con el DOE, se debería recomendar usar el termostato en invierno a 20 °C, mientras los ocupantes estén despiertos, y reducir esta temperatura a 18 °C cuando los ocupantes duermen. Según el DOE, es posible un ahorro del orden de 1% de la energía, por cada grado que se reduce la calefacción durante un período de ocho horas. Los porcentajes de ahorro son mayores para los edificios en climas templados que en los de climas más rigurosos.

En verano, se puede seguir la misma estrategia con el aire acondicionado central manteniendo las casas y edificios a 26 °C, solo cuando se la está ocupando, y apagando la refrigeración en otros horarios. Aunque los termostatos se pueden ajustar manualmente, los programables posibilitan volver a las temperaturas de confort antes de despertar o de retornar a la vivienda.

La regla general es que las pérdidas de calor son menores cuando menores son las diferencias de temperatura del interior y exterior; por lo tanto, reduciendo esta diferencia se logran mayores ahorros de energía. Esta regla vale tanto en verano como en invierno.

Conclusiones

En este trabajo se muestra que el consumo de gas para calefacción en Argentina es proporcional al *Déficit Grado Día anual* del lugar, dado que este último parámetro depende de la temperatura a la que se fijan los termostatos. Se infiere que una disminución de 1 °C en la temperatura de regulación puede generar un ahorro de energía del orden del 20% en la zona centro norte de Argentina, donde se encuentra el 95% de los usuarios de gas.

De manera análoga, un incremento de 1 °C en la refrigeración, puede generar ahorros superiores al 20% en la mayoría de las ciudades de Argentina. Un ahorro del orden del 10% en el invierno, equivale a unos 5 millones de m³/día, cuyo costo marginal es del orden de 3 millones de U\$S/día. Con este gas se podría generar el orden de 1 GWe en una central de ciclo combinado, o sea equivalente a la energía eléctrica que generan Atucha y Embalse combinadas.

Dado el impacto de estos resultados surge la necesidad de:

- Validar resultados con ensayos en edificaciones reales, en distintas regiones geotérmicas del país.
- De constatarse, al menos parcialmente su validez, surge necesario iniciar acciones como las siguientes:

- * Generar un programa educativo que comunique a los usuarios y escuelas la importancia de regular adecuadamente sus termostatos.
- * Desde el punto de vista normativo, requerir que todos los equipos de calefacción incluyan termostatos de regulación de temperatura.
- * Requerir que todos los edificios públicos cumplan con las pautas de eficiencia en la regulación de temperaturas.
- * Requerir que los nuevos edificios tengan sistemas de regulación de temperatura por cada unidad, en lugar de sistemas centralizados de regulación.

En este sentido, el objetivo del presente estudio es motivar más investigaciones en este campo, y en particular realizar mediciones en edificios y viviendas en distintas regiones bioclimáticas de Argentina y de Latinoamérica con el objeto de disponer de información confiable para canalizarlas en recomendaciones y normativas conducentes a un uso más racional de la energía.

Finalmente, dado el elevado precio del gas, sería conveniente generar un programa que promueva y financie modificaciones en edificios existentes, que mejoren las condiciones de aislación térmica e incluyan sistemas de acondicionamiento y con regulación de temperatura más eficientes.

Las opiniones y los puntos de vista vertidos en este trabajo son responsabilidad exclusiva de los autores.

Por último, deseamos agradecer las valiosas sugerencias realizadas por varios colegas, en particular al Ing. Marcelo Lezama de Metrogas, por haber motivado esta indagatoria y sus múltiples recomendaciones y consejos. También, agradecemos al Ing. J. Mariani y la Dra. A. Schwint por sus valiosas sugerencias.

Apéndice A

Consumo de calefacción

En este apéndice, deseamos plantear un modelo muy simplificado, que permite comprender la dependencia del consumo de energía utilizado para la calefacción y refrigeración, del *Déficit Grado Día* y el *Exceso Grado Día* respectivamente. Desde luego, la simplificación presentada aquí tiene un

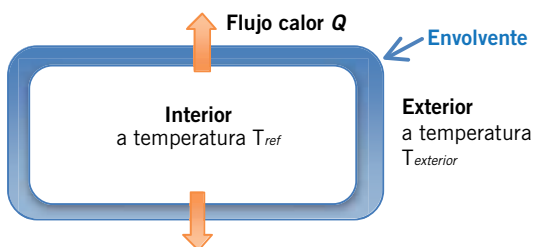


Figura 11. Modelo simplificado de un recinto cerrado a una temperatura interior T_{ref} , en un medio externo a temperatura T_{ext} . El flujo de calor Q será proporcional a la diferencia de temperatura ($T_{ref} - T_{ext}$) y a la conductividad térmica de la envolvente.

carácter didáctico, que hace plausible dicha dependencia, más que intentar explicar todos los complejos procesos que tienen lugar en una vivienda.

En la figura 11 se muestra un modelo simplificado de un recinto cerrado a temperatura interior, T_{ref} en un medio externo a temperatura exterior, T_{ext} . El calor que se pierde por día, $Q_{día}$, será proporcional a la diferencia de temperatura ($T_{referencia} - T_{media_exterior}$). De este modo, el consumo por calefacción, $Q_{calefacción}$ a lo largo de un año resultará:

$$Q_{calefacción} \approx k \cdot DGD_{(año)} \quad (3)$$

Donde $DGD_{(año)}$, es la *Deficiencia Grado Día* anual, dada por la Ec.(1) y k una constante de proporcionalidad que depende de la conductividad media de la envolvente y su área. En la Norma IRAM 11604 [11] se discuten modelos más realistas.

De manera análoga, para el caso de la refrigeración, el flujo de calor entrante a la vivienda es proporcional a la diferencia de temperatura ($T_{ext} - T_{ref}$). De donde se deduce que:

$$Q_{refrigeración} \approx k' \cdot EGD_{(año)} \quad (4)$$

Referencias

1. L. M. Iannelli, J. Fiora y S. Gil, «La tierra como acondicionador de aire», vol. LIV, págs. 34-41, 2013.
2. L. R. Glicksman, «Energy efficiency in the built environment», Physics Today, vol. 61, págs. 35-40, 1-2008.
3. ENARGAS, «Datos operativos del sistema de gas», www.enargas.gov.ar, Buenos Aires, Argentina, 2014.
4. S. Gil y J. Deferrari, «Generalized model of prediction of natural gas consumption», Journal of energy resources technology, junio de 2004.
5. S. Gil y R. Prieto, «Posibilidades de ahorro de gas en Argentina», *Petrotecnia*, vol. L, n° 2, abril de 2009.
6. S. Gil, E. Bezzo, M. Maubro, J. Miotto y R. Prieto, «Etiquetado de artefactos a gas, Hacia un uso más eficiente de la energía», *Petrotecnia*, vol. LII, n° 8, págs. 104-111, 2011.
7. M. Z. S.A. Al-Sanea, «Optimized monthly-fixed thermostat-setting scheme for maximum energy-savings and thermal comfort in air-conditioned spaces», Applied Energy, vol. 85, págs. 326-346, 2008.
8. E. Star, «Proper Use Guidelines for Programmable Thermostats», http://www.energystar.gov/index.cfm?c=thermostats.pr_thermostats_guidelines, 2013.
9. S. Gil y J. Deferrari, «Generalized model of prediction of natural gas consumption», Journal of energy resources technology, junio de 2004.
10. S. Gil, A. Fazzini y R. Prieto, «Estimación de los consumos diarios de gas a partir de lecturas periódicas de medidores», *Petrotecnia*, vol. LII, n° febrero, págs. 90-94, 2011.
11. Department of Energy USA, (DOE), «Department of Energy USA, (DOE) Energy saving- Thermostat. Thermostat Operation». <http://energy.gov/energysaver/articles/thermostats>, 2013.
12. IRAM, «Norma IRAM 11603 Acondicionamiento térmico de edificio y Norma IRAM 11604 Aislamiento térmico de Edificios», IRAM, Buenos Aires, Argentina, 2004.



IAPG
INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

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

Dra. Matilde F. de Romero
Buenos Aires, 29 de junio al 3 de julio de 2015

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

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

 /IAPGinfo
  /iapginfo
  /company/iapg
  IAPG_Info
  +IapgOrgAr

Vaca Muerta, del campo al ensayo mecánico de laboratorio

Foto: gentileza de Gastón Fondevila

Diseño de celda triaxial para obtención de parámetros geomecánicos de calibración

Por **Agustín Sosa Massaro**, **Silvia Barredo**, **Marina Drosina** y **Facundo Bergese** (Departamento de Ingeniería del Petróleo. Instituto Tecnológico de Buenos Aires, ITBA); y **Pablo Leslabay**, **Santiago Blanco** y **Federico Paterlini** (Departamento de Ingeniería Mecánica, ITBA)

El trabajo genera un aporte al estudio de los modelos geomecánicos en yacimientos no convencionales del tipo *shale oil/gas*. Partiendo del estudio regional de la Cuenca Neuquina, con un enfoque centrado en el análisis de las rocas que componen la Formación Vaca Muerta en afloramientos, testigos rotados, laterales y coronas, junto a su implementación en la celda triaxial de diseño registrado por el Instituto Tecnológico de Buenos Aires, se podrán obtener los parámetros necesarios para una gran variedad de análisis relacionados con la terminación de pozos.

Décadas atrás, el estudio de los recursos no convencionales era considerado innecesario y altamente costoso frente a las demandas del mercado. En la actualidad, el aumento del consumo de hidrocarburos y sus derivados, junto con la implementación de nuevas tecnologías, motivó la búsqueda de nuevos objetivos, centrándose gran parte de ellos en los reservorios no convencionales. En nuestro país es objeto de grandes inversiones en el sector energético, ya que Argentina es considerada como la tercera potencia en yacimientos de tipo *shale gas*, luego de Estados Unidos y China, y cuarta potencia en lo que respecta a *shale oil* (EIA, 2013).

Se tratará aquí el estudio de la Formación Vaca Muerta, ampliamente reconocida por ser una de las rocas generadoras más importantes de la Cuenca Neuquina, hoy día analizada, además, como roca reservorio no convencional. Por esto último, se llevará a cabo el análisis de sus propiedades geomecánicas para su debida completación y puesta en producción, ya que se generan importantes perturbaciones al momento de la realización de las distintas maniobras de campo (perforación, punzado, fracturamiento hidráulico, puesta en producción, etcétera). Los estudios geomecánicos serán además de vital importancia para predecir el comportamiento futuro del reservorio en particular y de todo el sistema petrolero.

Una breve introducción al conocimiento geológico de la Cuenca Neuquina con énfasis en las diversas variedades litológicas que componen la formación en estudio será necesario, tratando sus propiedades sedimentológicas y mecánicas como roca de interés petrolero, utilizando la celda triaxial con el objetivo de conocer en detalle el comportamiento bajo los diversos tipos de esfuerzos a los cuales se encuentra sometida en profundidad (carga litostática, esfuerzos tectónicos y presión poral), sumados a los inducidos durante las operaciones de terminación/producción. Para esto último, se detallarán los pasos llevados a cabo y tipos de ensayos implementados para arribar a los parámetros geomecánicos que luego se utilizarán para calibrar los modelos computacionales realizados a partir de información de registros de pozos.

Problemática de investigación y fundamento

Como se mencionara anteriormente, el foco de investigación se centrará en el estudio del comportamiento mecánico de las diversas litofacies que constituyen la Formación Vaca Muerta.

Los estudios geomecánicos requieren un exhaustivo conocimiento petrofísico de las rocas y de los esfuerzos actuales y pasados de una determinada región, conociendo la evolución tectónica de la cuenca y los depocentros de interés.

El tipo de roca a estudiar presenta una muy baja permeabilidad (Legarreta *et al.* 2005), de manera que su puesta en producción resulta muy compleja sin la utilización de técnicas de estimulación. Cabe mencionar que las pelitas, a diferencia de las areniscas, no producen hidrocarburos utilizando como vía principal su sistema poroso, sino que lo hacen mayoritariamente a través de una red de fracturas naturales (figura 1), resultando así que la técnica de estimulación más utilizada para aumentar la interconexión de fracturas naturales con las inducidas sea el fracturamiento hidráulico.

Una detallada caracterización de la presión poral será de vital importancia debido a la gran influencia que esta tendrá en el sistema de esfuerzos reinantes alrededor del pozo. Debido a la baja permeabilidad que presenta este tipo de rocas, se produce una gran sobrepresión, ya sea por la compacta-

ción por la sobrecarga litostática, la transformación de la materia orgánica en kerógeno con liberación de gas, liberación de agua por parte de la estructura cristalina de la arcillas, etcétera (Mukerji *et al.* 2002).

Para entender estos procesos, se aplican los conceptos de la geomecánica, disciplina que estudia las características mecánicas de los materiales geológicos que conforman las rocas de una formación. Se considera a las rocas como sistemas multifásicos de partículas minerales que crean una estructura porosa donde residen diversos tipos de fluidos y gases. Este sistema de partículas es lo que distingue a los materiales geológicos de los materiales continuos como los metales y fluidos (Vásquez 2000). Las partículas representan una fase sólida conocida como esqueleto mineral; debido a esto, la deformación está controlada por la interacción entre partículas individuales, deformación de partículas y, más importante aún, el movimiento relativo entre partículas. El fluido intersticial puede fluir a través de los poros interactuando con el esqueleto mineral, alterando la magnitud de las fuerzas en el contacto entre partículas e influenciando la resistencia y compresibilidad del material geológico (Vásquez 2000).

De lo mencionado en el párrafo anterior, se desprende que cuando una roca se encuentra sometida a un esfuerzo externo, el mismo se reparte en un esfuerzo intergranular y una presión de poros (Vásquez 2000). En

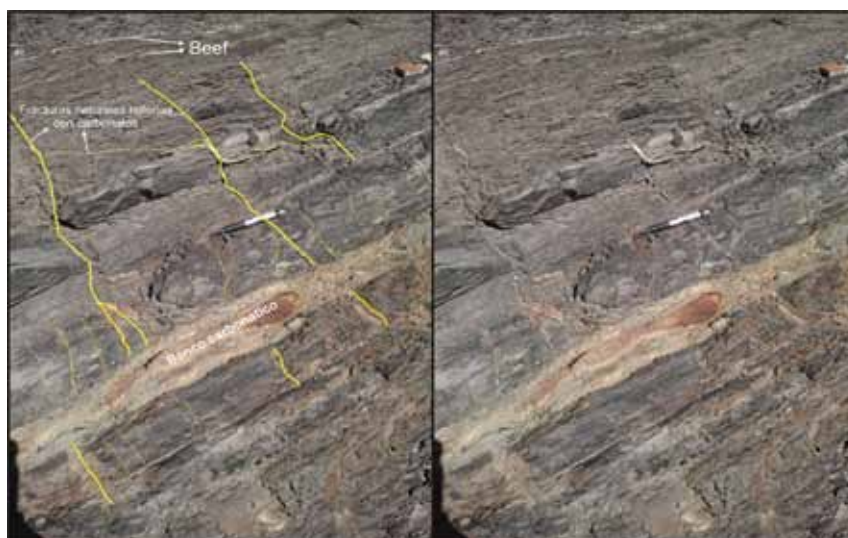


Figura 1. Afloramiento perteneciente a la Formación Vaca Muerta en el área de la Yesera del Tromen (sección basal "cocina"). Se puede observar la gran heterogeneidad litológica y red de fracturas naturales (cerradas y abiertas) y comportamiento de las mismas contra un banco carbonático "barrera de fracturas".

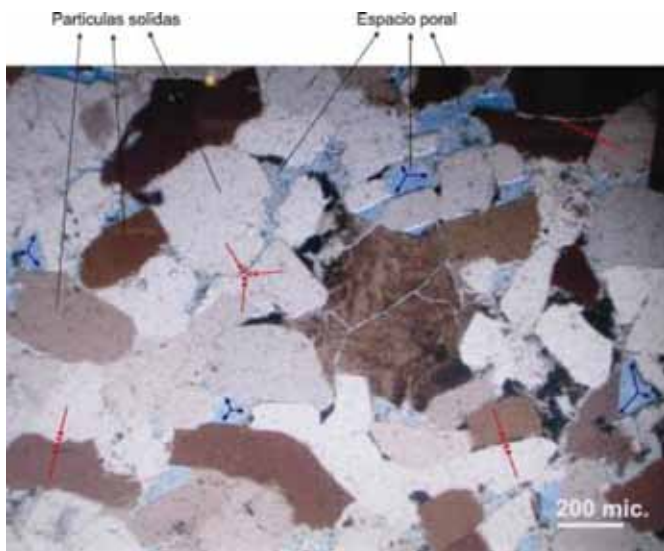


Figura 2. Esfuerzos intergranulares (flechas rojas) y presión de poros para granos en contacto (flechas azules) en una roca de tipo arenisca.

En la figura 2 se observa el caso de una arenisca, en la cual se representa el esfuerzo efectivo según la ecuación:

$$\sigma = \sigma' + \alpha \cdot \mu \quad (\text{Ecuación 1})$$

Donde (σ) es el esfuerzo total, (μ) es la presión de poros y (α) es una constante conocida como Coeficiente de Biot, que mide la cantidad de esfuerzo que absorbe el fluido. El esfuerzo intergranular (σ') es conocido como el esfuerzo efectivo, y es el esfuerzo que controla el comportamiento mecánico de los materiales geológicos. Todos los efectos medibles de un cambio de esfuerzo (compresión, distorsión, resistencia) son debidos solamente a esfuerzos efectivos.

Las aplicaciones de la geomecánica en la industria petrolera se utilizan

desde los comienzos de la década del '70, convirtiéndose en una disciplina novedosa para la ingeniería en petróleo, ya que utiliza los resultados experimentales de campo y de laboratorio conjuntamente con soluciones analíticas para resolver problemas particulares (Vásquez 2000).

Caso de estudio: Formación Vaca Muerta

Durante varios años, esta unidad rocosa ha sido ampliamente estudiada por representar la mayor transgresión marina que sufrió la cuenca, la cual derivó en la formación de la roca madre más importante de la Cuenca Neuquina. En la actualidad, es consi-

derada además una de las rocas reservorios de tipo no convencional más importante del mundo.

Es una de las unidades litoestratigráficas de mayor extensión areal de la Cuenca Neuquina, de un espesor promedio de 240 m, aflorantes desde el sur de la provincia del Neuquén hasta el norte de la provincia de Mendoza. Sus depósitos se caracterizan por una alternancia de intervalos carbonáticos y terrígenos, conformando ciclos de pelitas, margas y calizas con algunas capas de cenizas aisladas (*ash-beds*) de diferentes órdenes y jerarquías (figura 3), controlados por cambios eustáticos y cambios climáticos asociados a variaciones orbitales (Kietzmann *et al.* 2008), depositadas en un ambiente de plataforma distal e interior de cuenca anóxico a localmente euxínico (Stinco y Barredo, 2014). Cabe destacar también la presencia de intercalaciones de *beef* (*bedding-parallel veins of fibrous calcite*), las que dan idea de sobrepresión generada en forma conjunta a la maduración de la materia orgánica dentro de la roca generadora (Rodríguez *et al.* 2009).

La distribución areal en subsuelo de la Formación Vaca Muerta como *play* de tipo *shale oil/gas* rondaría los 30.000 kilómetros cuadrados. El espesor considerado de interés varía desde un mínimo de 30 m hasta más de 500 m en el sector occidental de la cuenca. Dicho aumento de espesor estaría relacionado con el mayor apilamiento de estas secuencias en los puntos de mayor espacio de acomodación (mar profundo).

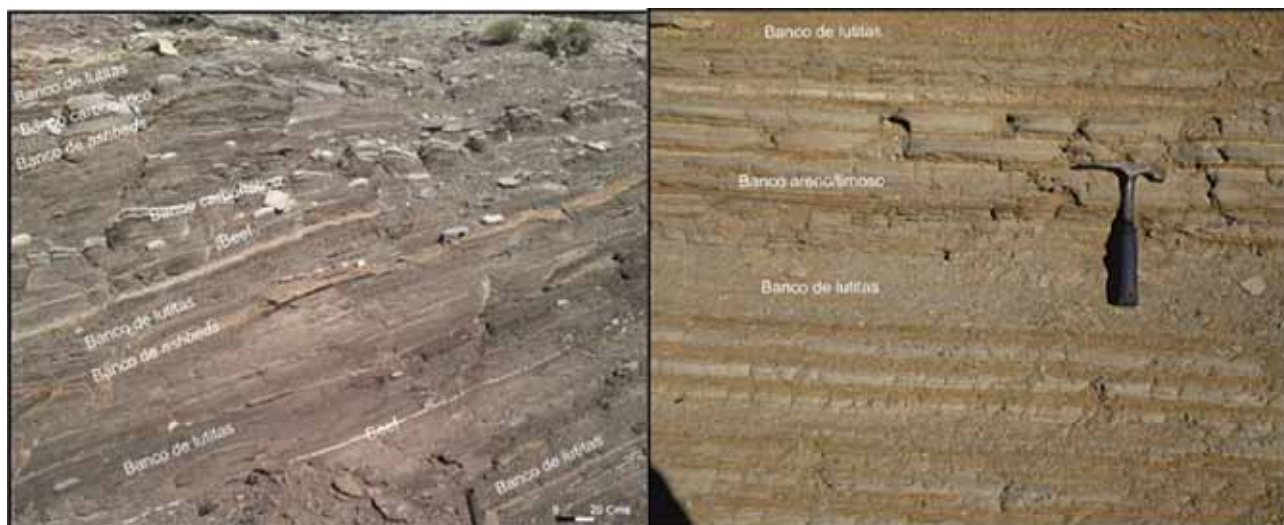


Figura 3. Detalle de afloramientos de la Formación Vaca Muerta. Arriba: área de la Yesera del Tromen, base de la Fm. Vaca Muerta; abajo: área de Picún Leufú. Se puede observar gran heterogeneidad vertical en afloramiento y heterogeneidad lateral entre áreas.

La sección de interés de la Formación Vaca Muerta puede ser dividida en dos secciones, una basal y una superior. La sección basal se corresponde con el evento transgresivo principal para el Titoniano, con un espesor aproximado de 30 a 40 m y un importante desarrollo a lo largo de toda la cuenca (Veiga y Orchuela 1988). Esta sección se caracteriza por presentar valores anormalmente altos de rayos gama (GR) debido al gran contenido de pelitas ricas en uranio y materia orgánica (% COT). La sección superior corresponde a los cortejos sedimentarios de secuencias progradas muy extensas lateralmente. Tanto los valores de GR como el % COT son menores en comparación con la sección basal y disminuyen hacia el tope de la unidad como consecuencia del aumento de la granulometría que determina un mayor aporte desde el continente. El porcentaje de materia orgánica, sin embargo, sigue estando por encima de los rangos mínimos de riqueza orgánica (Junken *et al.* 2012, en Askenazi *et al.* 2013).

La formación en estudio se encuentra aflorante hacia el área de la faja plegada y corrida y en centro de cuenca en profundidades que oscilan entre los 2.000 m y 4.000 m. De la profundidad dependerá en cierta medida la sobrepresión de un reservorio no convencional. A mayor profundidad y madurez, mayor gradiente de presión. Esto se cumple en la Formación Vaca Muerta, la cual presenta gradientes de presión que van desde 0,50 psi/ft, en zonas de borde de cuenca, a 1,1 psi/ft, en el centro de la cuenca (Askenazi *et al.* 2013). El indicio de sobrepresión dará idea también de una alta capacidad de almacenaje de hidrocarburos, facilidad para la estimulación hidráulica (debido a la reducción del esfuerzo efectivo) y facilidad para la recuperación de los fluidos.

Al existir tal alto grado de heterogeneidad vertical y horizontal a escalas muy variables (Stinco y Barredo, 2014), encontrándose intercalaciones arenosas y calcáreas además de cambios de espesores a distancias variables, se considera conveniente llevar a cabo un estudio de caracterización de la roca en áreas donde los afloramientos resulten ser lo más representativos de esta formación. Será conveniente además analizar áreas aisladas entre sí, para estudiar los distintos compor-

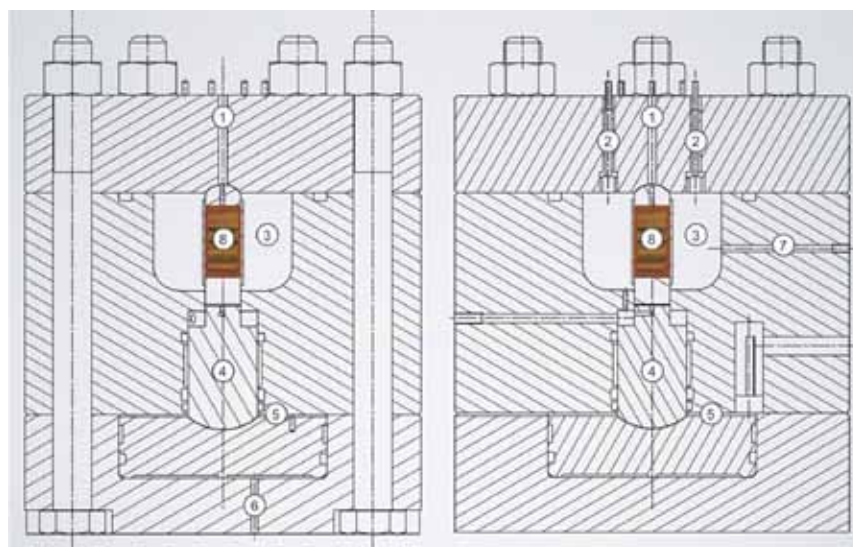


Figura 4. Cortes longitudinales a 90° mostrando el diseño para la construcción de la Celda Triaxial. Diseño a cargo del Departamento de Ingeniería Mecánica del ITBA (Blanco y Paterlini 2014, bajo la dirección del Dr. Ing. Pablo Leslabay).

Principales partes constitutivas: 1) Conducto para inyección de Presión Poral, 2) Conectores eléctricos para sensores (x8), 3) Cámara de aceite a alta presión, 4) Pistón axial responsable del esfuerzo deviatorico, 5) Carrera máxima del pistón: 2 mm, 6) Conducto inyector de aceite para Presión de Pistón Axial, 7) Conducto inyector de aceite para Presión de Confinamiento, 8) Testigo de roca de 2" de largo x 1" de diámetro (con posibilidad de usar testigos de menor diámetro y largo).

tamientos de los esfuerzos regionales, teniendo en cuenta las secciones aflorantes y las de subsuelo, caracterizando su litología, geoquímica, petrofísica y geomecánica.

Por otra parte, el estudio de la mineralogía, permitirá determinar la fragilidad o ductilidad de la roca, sobre todo el contenido de cuarzo, carbonato y arcillas determinarán de manera significativa los parámetros elásticos, los cuales se vincularán luego a los parámetros de resistencia de la roca (UCS, esfuerzo de tensión y ángulo de fricción), los que finalmente nos darán los indicios sobre la eficiencia para estimular la roca mediante el fracturamiento hidráulico.

Las pelitas con alto porcentaje de cuarzo y carbonato, tienden a ser más frágiles y fracturables, dando como resultado un gran número de fracturas inducidas de pequeña escala al ser estimuladas. En cambio, las pelitas con alto contenido arcilloso tienden a comportarse de manera dúctil frente a la estimulación hidráulica. Como valor de corte se puede utilizar un porcentaje de arcilla menor al 40% para que la roca sea considerada fracturable (King, 2010).

Ensayos geomecánicos de laboratorio

En la actualidad, existe una amplia variedad de ensayos geomecánicos de laboratorio disponibles para aplicaciones a la industria del petróleo. Entre los ensayos más comunes, se destacan los ensayos uniaxiales y triaxiales con y sin medición de deformación, ensayos triaxiales simples y múltiples, ensayo de colapso de cilindro hueco, ensayo de esfuerzo a la tensión (o brasiler), ultrasónico, entre otros.

Estos proporcionan propiedades de las rocas fundamentales para fines de caracterización de esfuerzos alrededor de un pozo, diseños de terminación, así como información sobre cómo las formaciones rocosas podrían comportarse de acuerdo con sistemas de esfuerzos complejos dentro del reservorio durante la vida de un campo.

Armado de Celda Triaxial para ensayos en Formación Vaca Muerta

Con la finalidad de arribar a un estudio geomecánico completo y calibrado para la Formación Vaca Muerta, se está desarrollando en conjunto con el Departamento de Ingeniería Mecánica del ITBA una celda triaxial (figuras 4 y 5), capaz de realizar ensayos uniaxiales,

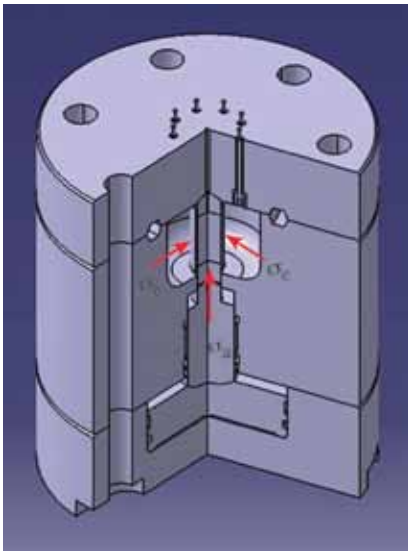


Figura 5. Dibujo isométrico derivado de la figura 4, mostrando además, direcciones y tipos de esfuerzos ejercidos, los que conservan analogía con los esfuerzos mostrados en la figura 10, según: $s_1=s_a$ y $s_2=s_3=s_c$. (Blanco y Paterlini 2014).

triaxiales simples y triaxiales múltiples, todos con la posibilidad de medición de deformación e inyección de fluidos para simulación de presión poral (Blanco y Paterlini 2014).

La utilización de dicha celda permitirá calcular los parámetros mecánicos necesarios para la correcta caracterización de las pelitas, limolitas, areniscas, margas y carbonatos que conforman las facies de la formación en estudio. Su utilización será de relativa simpleza y su funcionamiento queda demostrado según la figura 6.

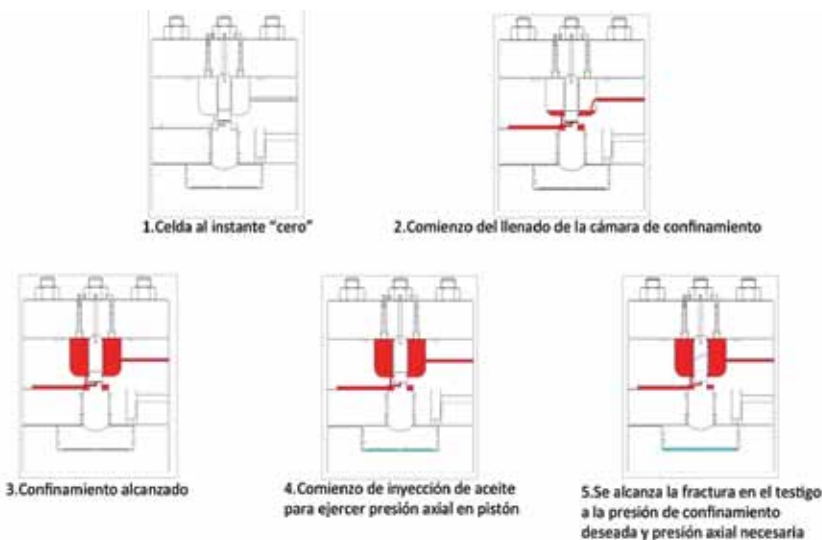


Figura 6. Secuencia ideal de las distintas etapas del funcionamiento de la celda triaxial bajo presión de confinamiento y presión axial hasta alcanzar la rotura del testigo de roca.

Los parámetros obtenidos serán de gran valor para la calibración de los modelos geomecánicos realizados en las zonas relevadas dentro de la Cuenca Neuquina.

Los parámetros que se podrán obtener serán los módulos elásticos de Young (ϵ), Poisson (ν), y en forma indirecta se podrán calcular el módulo de compresibilidad (K) y el módulo de corte (G). Se obtendrán además los parámetros de resistencia de la roca (rigidez a la compresión sin confinamiento - UCS, resistencia a la tensión, ángulo de fricción interna y cohesión), mediante el uso de la envolvente de Mohr-Coulomb (figura 7 - Ecuación 2).

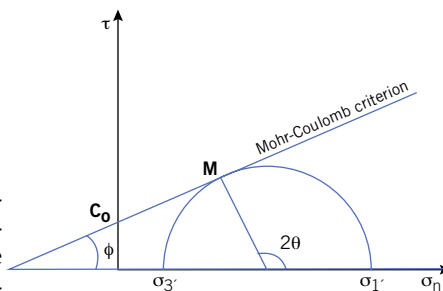


Figura 7. Representación gráfica del estado de esfuerzo en Criterio de falla de Mohr-Coulomb; donde: M: punto de falla de la roca, τ : esfuerzo a la cizalla, C_o : cohesión, ϕ : ángulo de fricción interna, σ_n : esfuerzo normal, P_p : presión poral, θ : ángulo del plano de falla y σ_1 , σ_3 : esfuerzo máximo y mínimo respectivamente (Economides 2000).

$$\tau = C_o + \tan(\phi) \cdot (\sigma_n - P_p) \quad \text{Eq. (2)}$$

Al tratarse de un medio anisotró-

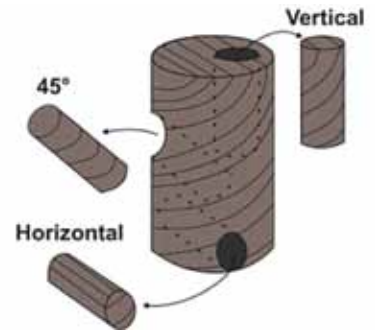


Figura 8. Orientación de testigos de roca extraídos a partir de coroneo en pozo para su posterior análisis en celda triaxial.

pico y heterogéneo, se observa que las propiedades de las rocas varían en distintas direcciones; por dicho motivo, se desprende la necesidad de analizar muestras orientadas en dirección vertical, horizontal y a 45° (figura 8).

Las rocas de la Formación Vaca Muerta presentan variaciones en sus propiedades en sus diferentes ejes, debido a variaciones litológicas en la vertical, ocurrencia de fracturas naturales verticales a subhorizontales y combinación entre laminación y fracturamiento. Para su estudio, se analizan tres modelos de anisotropía, denominados VTI (*Vertical Transverse Isotropy*), HTI (*Horizontal Transverse Isotropy*) y ortorrómbico (Ortotrópico), respectivamente (figura 9), siendo el modelo más utilizado el VTI por simplicidad. También existe anisotropía debida a la diferencia de esfuerzos en la horizontal y vertical (Ruger 1996).

Los parámetros obtenidos podrán ser usados luego para calibrar los modelos geomecánicos en diversas zonas, logrando así también, calcular mediante la ecuación poro-elástica (ecuación 3 a y b) los esfuerzos horizontales máximos y mínimos en ambientes tectónicos anisotrópicos y materiales anisotrópicos. Cabe mencionar que el esfuerzo vertical será calculado a partir de perfil eléctrico de densidad y la presión poral se obtendrá a partir de correlaciones y será calibrada con datos de pozo.

$$\sigma_h = \alpha_h \cdot P_p + (E_h/E_v) \cdot (\nu_v/1 - \nu_h) \cdot (\sigma_v - \alpha_v \cdot P_p) + (E_h)/(1 - \nu_h^2) \cdot (\epsilon_h + \nu_h \cdot \epsilon_H) \quad \text{Eq. (3a)}$$

$$\sigma_H = \alpha_h \cdot P_p + (E_h/E_v) \cdot (\nu_v/1 - \nu_h) \cdot (\sigma_v - \alpha_v \cdot P_p) + (E_h)/(1 - \nu_h^2) \cdot (\epsilon_H + \nu_h \cdot \epsilon_h) \quad \text{Eq. (3b)}$$

Donde ϵ_h y ϵ_H son las deformaciones tectónicas mínima y máxima

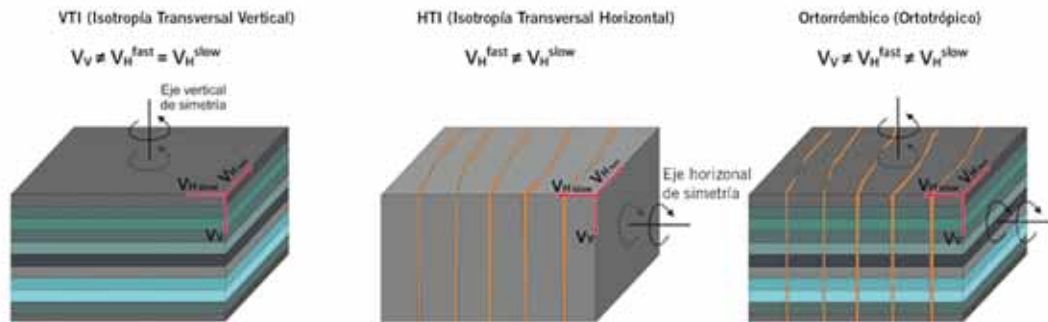


Figura 9. Modelos de anisotropía aplicables a rocas de tipo lutitas como las encontradas en la Formación Vaca Muerta. De izquierda a derecha, modelo VTI, para rocas laminadas, modelo HTI, para rocas naturalmente fracturadas verticalmente y Ortorrómbico, para combinaciones de fracturas naturales y laminación. Referencias: V_V : Velocidad Vertical, V_H^{fast} : Velocidad Horizontal Rápida y V_H^{slow} : Velocidad Horizontal Lenta.

sobre la horizontal, con $\epsilon_H > \epsilon_h$, siendo estos los factores principales de calibración; σ_h , σ_H y σ_v son los esfuerzos principales horizontales mínimo, máximo y vertical; a será la Constante de Biot; P_p la presión poral; E_h y E_v los módulos de Young en la horizontal y vertical; y ν_h y ν_v serán los módulos de Poisson en la horizontal y vertical (Economides 2000).

Uno de los principales objetivos consta en arribar a correlaciones propias para ser aplicadas en la Cuenca Neuquina, particularmente a la Formación Vaca Muerta, por su actual importancia como uno de los yacimientos no convencionales más importantes del mundo, lo que permitirá elaborar modelos más realistas al no depender de análogos cuyas características geológicas son muy diferentes a las descriptas en Cuenca Neuquina.

Los parámetros elásticos estáticos obtenidos en laboratorio*, servirán luego para corregir/calibrar los parámetros estáticos obtenidos a partir del análisis de registros acústicos de perfilaje de pozo. Cabe destacar que los parámetros estáticos de registro de pozo son calculados a partir de los dinámicos mediante correlaciones empíricas (como las de Morales-Marcinew, Eiza-Kazi, Deere-Miller, entre otros), basados principalmente en datos petrofísicos. Esto se hace debido a que para los cálculos del criterio de falla de la roca, se necesitan valores estáticos, los que en general son menores a los dinámicos. Los primeros se ensayan en muestras de volumen muy reducidas, con menores deformaciones, deformaciones reversibles, deslizamiento en la fractura, relación de módulo dinámico/estático muy altas, etcétera (Economides 2000).

Especificaciones técnicas para el armado de la Celda Triaxial

- Testigo de roca (*plug*):
 - Razón Largo/Ancho de la probeta debe ser 2:1 (lo más cercano posible)
 - Los extremos deben ser paralelos y pulidos, sin grietas
 - Ancho de muestra debe ser >10 veces el tamaño medio del grano
- Dimensiones admisibles:
 - Diámetro: 1" (25.4 mm) o 3/4" (19.05 mm)
 - Largo: 2" (50.8 mm) o 1.6" (40.64 mm) o 1.2" (30.48 mm)
- Litologías principales:
 - Pelitas
 - Areniscas
 - Carbonatos
- Parámetros de Confinamiento (cámara de confinamiento):
 - Presión Máxima de fluido de Confinamiento: 69 MPa / 690 Bar / 10.000 PSI
 - Caudal Máximo de Inyección a P. Max. Conf.: 0.4 l/min
- Parámetros axiales (Pistón Hidráulico):
 - Fuerza de compresión máxima: 370kN
 - Presión Axial Máxima sobre el testigo: 573 MPa / 5730 Bar / 83.000 PSI
 - Carrera Máxima del Pistón: 2 mm
 - Presión Máxima de fluido del Pistón: 31.5 MPa / 315 Bar / 4.500 PSI

Como ya fuera mencionado anteriormente, la celda triaxial en cuestión permitirá realizar los ensayos que se describen a continuación, variando

la intensidad de los esfuerzos σ_1 , σ_2 y σ_3 , en forma análoga al esquema bidimensional, donde se muestran dos direcciones de esfuerzos externos al objeto, perpendiculares entre sí y paralelos a la cara, y hacia el interior se observan los esfuerzos normales y cizallantes derivados (figura 10).

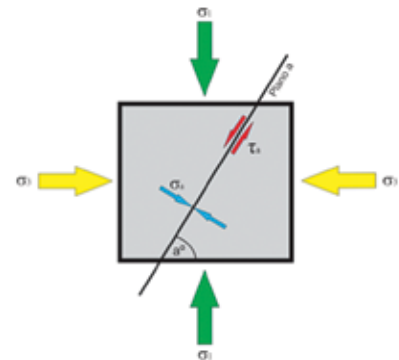


Figura 10. Esquema en dos dimensiones mostrando dos direcciones de esfuerzos externos al objeto, perpendiculares entre sí. De estos se derivarán un esfuerzo normal al plano "a" (σ_a) y cizallante al plano "a" (τ_a), a un determinado ángulo "a".

Ensayo uniaxial o de compresión simple

Este ensayo permite determinar en el laboratorio la resistencia uniaxial no confinada de la roca, o resistencia a la compresión simple, σ_c . Es un ensayo para la clasificación de la roca por su resistencia. La relación entre los esfuerzos aplicados en el ensayo es:

$$\sigma_1 \neq 0; \sigma_2 = \sigma_3 = 0$$

El ensayo trata de la aplicación gradual de una fuerza axial a un cilindro de roca, hasta que se produce su rotura; los datos obtenidos serán los

módulos elásticos de Young (ϵ), Poisson (ν) y rigidez de la roca a partir de la medida del UCS (rigidez a la compresión sin confinamiento).

Procedimiento

Antes del inicio de los análisis mecánicos, se deben tener en cuenta los protocolos de conservación de las muestras y su correcta identificación a partir de un profundo conocimiento de la roca desde su litología, fábrica, estructuras y propiedades petrofísicas. Luego, se deberán tomar las dimensiones de las muestras para validar si satisfacen las condiciones admisibles del ensayo; se recubre la muestra con una membrana, cuyo fin será el de evitar que al momento de fallar la roca no contamine el fluido hidráulico del dispositivo. Se sitúa el testigo de tal forma que el pistón de la máquina quede paralelo a las caras transversales de la muestra. Se mide la presión a la cual está siendo sometida la muestra mediante un sistema electrónico conectado directamente a la prensa hidráulica, la presión debe ser medida a cada instante ya que, al momento de fallar, la aguja que indica el valor de la carga vuelve al punto de partida. Una segunda persona será la encargada de ir aumentando paulatinamente la presión en la prensa hidráulica y una vez alcanzada la falla del testigo, se retira y se analizan las condiciones y modo de ruptura.

Ensayo de compresión triaxial

Este ensayo representa las condiciones de las rocas *in situ*, es decir, sometidas a esfuerzos confinantes mediante la aplicación de presión hidráulica uniforme alrededor del testigo de roca. Permite determinar la envolvente de Mohr o línea de resistencia del material rocoso ensayado, a partir de la cual se obtendrán los valores de sus parámetros de resistencia, cohesión (χ) y ángulo de fricción (ϕ); además, se obtendrán los módulos de Young (ϵ) y Poisson (ν) a presión de confinamiento y el pico de resistencia de la roca. La relación entre los esfuerzos aplicados a la probeta es:

$$\sigma_1 > \sigma_2 = \sigma_3 \neq 0$$

Procedimiento

Antes del inicio de los análisis mecánicos, se deben tener en cuenta

los protocolos de conservación de las muestras y su correcta identificación a partir de un profundo conocimiento de la roca desde su litología, fábrica, estructuras y propiedades petrofísicas. Luego, se deberán tomar las dimensiones de las muestras para validar si satisfacen las condiciones admisibles del ensayo; se recubre la muestra con una membrana impermeable, cuyo fin será el de evitar que el líquido usado para generar la presión de confinamiento penetre en el testigo. Se sitúa el testigo dentro de una cámara que será la encargada de mantener la muestra a una presión de confinamiento determinada; esta se encuentra conectada con la prensa hidráulica manipulada por un operario del laboratorio cuyo único fin es inyectar líquido hidráulico a la cámara y de esta forma fijar la presión de confinamiento. Un segundo operario se encargará de medir la presión a la cual está siendo sometida la muestra, mediante un manómetro conectado directamente a la prensa hidráulica; la presión debe ser medida a cada instante ya que, al momento de fallar, la aguja que indica el valor de la carga vuelve al punto de partida. La presión en la prensa hidráulica deberá incrementar en forma paulatina mientras que una tercera persona regula la presión confinante manteniéndola constante durante todo el ensayo. Esta presión puede ser cualquiera; sin embargo, se recomienda un aumento de forma progresiva dependiendo de la respuesta de la roca durante los ensayos. Una vez que falle el testigo se retira y se analizan las condiciones y modo de ruptura.

Existen dos variantes dentro del ensayo triaxial; estas son los ensayos de una sola etapa y de múltiples etapas de fractura, ambos con medidas de deformación. El primero consiste en la medición del pico de esfuerzo de rigidez (UCS) utilizando el criterio de Mohr-Coulomb, obteniendo además ángulo de fricción y cohesión. Se realizan varios tests en muestras similares a igual profundidad, variando las presiones de confinamiento. El ensayo múltiple resulta ser el test más completo, donde se aplican esfuerzos axiales a diferentes presiones de confinamiento sin llegar a fracturar la muestra (no ocurre el pico de resistencia/rigidez). Se repite el procedimiento un mínimo de 3 veces, sien-

do el ideal 5, aprovechando mejor la corona y reduciendo la incertidumbre debida a la alta heterogeneidad.

A modo de resumen de algunas de las propiedades descriptas, se muestra la tabla 1, la cual cuenta con información de diversos tipos de rocas relevados entre la zona oriental de los Estados Unidos y Gran Bretaña, mostrando los correspondientes valores según sus propiedades mecánicas.

Conclusiones

Varias son las empresas operadoras y de servicios que al día de hoy realizan estudios geomecánicos en el área de la Cuenca Neuquina, pero en su mayoría, se basan en modelos y correlaciones utilizados en países pioneros en la temática, conllevando en la práctica a generar grandes incertezas en los resultados, llegando a producir consecuencias negativas en varias operaciones.

Para contribuir al conocimiento, aportar soluciones y optimizar procedimientos, se propuso estudiar los aspectos mecánicos de las rocas que componen la Cuenca Neuquina en general, con mayor detalle en la Formación Vaca Muerta. Dichos estudios impactarán en lo que respecta a la forma en que se completarán los pozos verticales y horizontales, en la forma en que se desarrollarán las fracturas hidráulicas para la estimulación del reservorio, para los problemas de arenamiento, colapso de cañería, etcétera.

Para lo mencionado anteriormente, se diseñó en forma interdisciplinaria la celda triaxial presentada en este trabajo. Con ella, se obtendrán los parámetros mecánicos en muestras de afloramiento y en coronas extraídas de pozos; dichos parámetros serán utilizados luego para ajustar las observaciones y cálculos realizados a partir de la información obtenida de los pozos de estudio.

Algunos de los parámetros de mayor importancia que se obtendrán serán los módulos elásticos de Young (ϵ), Poisson (ν), y a partir de estos, en forma indirecta se podrán calcular los módulos de compresibilidad (K) y de corte (G). Asimismo, se obtendrán los parámetros de resistencia de la roca (UCS, Resistencia a la Tensión, Ángulo de Fricción Interna y Cohesión).

Roca	Densidad seca (t/m ³)	Porosidad (%)	UCS medio MPa	UCS saturado MPa	Young GPa	Resistencia a la tracción MPa	Resistencia a la cizalla* MPa	Ángulo de fricción ϕ
Granito	2,7	1	200		75	15	35	55
Basalto	2,9	2	250		90	15	40	50
Gauwaca	2,6	3	180	160	60	15	30	45
Arenisca (Cb)	2,2	12	70	50	30	5	15	45
Arenisca (Tr)	1,9	25	20	10	4	1	4	40
Caliza (Cb)	2,6	3	100	90	60	10	30	35
Caliza (Jr)	2,3	15	25	15	15	2	5	35
Limolita (Cb)	2,3	10	40	20	10	1		30
Lutita (Cb)	2,3	15	20	5	2	0,5		25
Carbón	1,4	10	30		10	2		
Yeso	2,2	5	25		20	1		30
Sal	2,1	5	12		5			
Mármol	2,6	1	100		60	10	32	35
Gneiss	2,7	1	150		45	10	30	30
Esquisto	2,7	3	60		20	2		25
Pizarra	2,7	1	90		30	10		25

Tabla 1. Ejemplo de parámetros asociados a la resistencia de rocas en el área oriental de Estados Unidos y Gran Bretaña. Cb: Carbonífero, Tr: Triásico, Jr: Jurásico y (*): Resistencia a la cizalla sin confinamiento (Modificado de Walthman 1994).

Otra aplicación de gran utilidad para la industria será la utilización de dichos parámetros geomecánicos para poblar mapas estructurales junto a secciones estructurales en áreas aflorantes y en centro de cuenca (mediante información sísmica y pozos). El resultado final de los estudios preliminares realizados, más información recopilada de diversas áreas de la cuenca, permitirá arribar a un modelo computacional aproximado del comportamiento mecánico de la cuenca, pudiendo luego extrapolar la información necesaria a diversos yacimientos, reduciendo así la incertidumbre en las actividades llevadas a cabo en los yacimientos productivos, especialmente los catalogados como no convencionales. ■

Referencias

- Askenazi, A., P. Biscayart, M. Cánova, S. Montenegro, S. y M. Moreno, 2013. *Analogía entre la Formación Vaca Muerta y Shale Gas/Oil Plays de EE.UU.*, YPF S.A. Copyright 2013, Society of Petroleum Engineers.
- Blanco, S. y F. Paterlini, 2014. *Máquina de Ensayo Triaxial*. Tesis Final de Ingeniería Mecánica, Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA) – Tesis Final inédita.
- Economides, M.J. y K. G. Nolte, 2000. *Reservoir Stimulation*, John Wiley & Sons, Ltd., New York, 2000.
- Kietzmann, D.A., R. M. Palma y G. S. Bressan, 2008. "Facies y microfacies de la rampa tithoniana-berriasiense de la Cuenca Neuquina (Formación Vaca Muerta) en la sección del arroyo Loncoche – Malargüe, provincia de Mendoza". Revista de la Asociación Geológica Argentina 63(4), págs. 969-713.
- King, G., 2010. *Thirty years of gas shale fracturing: what have we learned?* SPE 133456 Annual Technical Conference and Exhibition, Florencia, Italia.
- Legarreta, L., Villar, H. J., Laffitte, G. A., Cruz, C. E., y Vergani, G., 2005. Balance de masa enfocado a la evaluación del potencial exploratorio de los distritos productivos y de las zonas no productivas. VI Congreso de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, Mar del Plata. Argentina.
- Mukerji, T., N. Dutta, M. Prasad, J. y Dvorkin, 2002. *Seismic Detection and Estimation of Overpressures, Part 1: the Rock Physics Basis*, CSEG Recorder Septiembre, 2002.
- Rodríguez, N., P. R. Cobbold, H. Lothet, y G. Ruffet, 2009. *Widespread bedding-parallel veins of fibrous calcite ("beef") in a mature source rock (Vaca Muerta Fm, Neuquén Basin, Argentina): evidence for overpressure and horizontal compression*. Journal of the Geological Society, London, 166 (4), 695-709, doi 10.1144/0016-76492008-111.
- Rüger, A., 1996. *Reflection Coefficients and Azimuthal AVO Analysis in Anisotropic Media*, Doctoral Thesis, Center for Wave Phenomena, Colorado School of Mines.
- Stinco, L. y S. Barredo, 2014. *Vaca Muerta Formation: an Example of Shale Heterogeneities Controlling Hydrocarbon's Accumulations*. CID 1922563. Unconventional Resources Technology Conference (URTeC). American Association of Petroleum Geologists. Denver, Estados Unidos.
- Energy Information Administration, 2013. Country Analysis note. United States. <http://www.eia.gov/countries/country-data.cfm?fips=AR>
- Vásquez, A., 2000. Introducción a la Geomecánica Petrolera. Capítulo 12. Información Geomecánica de datos de campo. <http://es.scribd.com/doc/68014977/curgeo12-Info-GeomecCampo-1>.
- Veiga, R., y I. Orchuela, 1988. Técnicas de perfilaje para identificar niveles generadores de hidrocarburos en la Formación Vaca Muerta. Boletín de Informaciones Petroleras, Tercera Época, 13, págs. 76-94.

* Mediante el uso de sensores acústicos se podrían realizar mediciones dinámicas de laboratorio, pero no serán implementadas en la celda triaxial tratada aquí.

El IAPG hace sociales

Por Lic. Betina Suárez



en tiempo real, las actividades que desarrollamos. De este modo, ya es un uso común que nuestros seguidores se etiqueten en las fotos de cursos y congresos que publicamos en la Fan Page oficial en Facebook (facebook.com/IAPGInfo), o que los chicos consulten sobre las Olimpiadas en la Fan Page especial para estudiantes que también tenemos en Facebook: facebook.com/IAPGEduca.

Nuestra cuenta de Twitter ([@iapg_info](https://twitter.com/iapg_info)) comparte tweets interesantes para las personas relacionadas con la industria, y nos permite intercambiar información y resolver consultas con los periodistas que surfean esa red de modo habitual.

En el canal oficial de Youtube (IAPG Educa) van a encontrar solo material original, generado por nosotros: la grabación de ponencias y discursos, videos didácticos y videos conmemorativos. Es un sitio muy visitado.

Usamos LinkedIn (Instituto Argentino del Petróleo y del Gas) para relacionarnos con profesionales, y participamos activamente en foros y grupos de debate.

Nos queda Google+ (Instituto Argentino del Petróleo y del Gas), tal vez la menos conocida de toda nuestra red. Es de Google, y si usan *smartphone*, les recomendamos bajar la app porque es realmente agradable y es sencillo ver la información.

Justamente, las redes nos permitieron, además, estar en los teléfonos de todos ustedes, en esos momentos de tránsito de un sitio a otro, o en esos espacios de ocio en los que les puede interesar leer un artículo o visitar una web. En todas las cuentas difundimos la agenda de nuestros cursos y el contenido, siempre actual, de nuestra web (iapg.org.ar),


pero intentamos no bombardear a nuestros seguidores con material innecesario o sin valor.

Sabemos que la comunidad que se ha ido sumando a cada red, siempre en crecimiento, es un grupo genuino de personas interesadas en el contenido que elegimos para compartir, pero también notamos que hemos ido ganando público ajeno a la industria pero interesado en el tema. Creemos que eso es bueno para todos.

Un ejemplo claro es el reciente lanzamiento de nuestra web Shale en Argentina (shaleenargentina.org.ar), dedicada al tema del momento: *Fracking*. Esa web tiene su propio set de redes (Fb, Tw, G+), pero procuramos que interactúen con las del IAPG, para ganar sinergia y, sobre todo, para llegar a la mayor cantidad de gente posible con aquellas cosas que queremos comunicar.

Hoy, que nuestra página en Facebook tiene casi cinco años, las empresas ya no solo no dudan, sino que han creado incluso nuevos puestos de trabajo para atender estas cuestiones. La red nos ha permitido establecer relaciones cordiales con esas empresas amigas y les hemos podido ofrecer nuestros espacios consolidados para difundir sus acciones.

Nuestro objetivo actual, además de seguir atentos a las innovaciones y sobre todo a las posibilidades que nos brindan los medios sociales, es el mismo de siempre: invitarlos a Ustedes, por el medio que prefieran, a seguir conectados y compartir todo lo que nos fortalece como profesionales y como Industria.

Los esperamos. 



Congresos y jornadas

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

Los que se fueron

Petrotecnica asistió al 2014 Emerson Global Users Exchange

Del 6 al 10 de octubre pasado, *Petrotecnica* asistió al encuentro anual americano 2014 *Emerson Global Users Exchange*, de Emerson Process Management, la empresa multinacional dedicada a la automatización y control, que en este, su principal evento del año, reúne a sus expertos y a las compañías usuarias, no solo para hacer un balance del año acontecido, sino también para anunciar los nuevos lanzamientos, actualizaciones de sus equipos y procesos, y mostrar los *road-maps* para el ejercicio que sigue.





“*Inspiring ingenuity*” o “*Inspirando ingenio*”, fue el lema de este año, aludiendo a la palabra en inglés para describir el ingenio como compendio de inventiva, habilidad y diseño inteligente a la hora de trasponer lo obvio, tener recursos, ir más allá y pensar “*out of the box*”, otra expresión en ese idioma que significa “fuera de la caja”, es decir, resolver sin seguir los lineamientos tradicionales, con un fin enriquecedor. Estos conceptos se utilizan cada vez más en nuestra industria, y fueron la columna vertebral del evento de Emerson realizado en Orlando, Florida –un encuentro de la misma empresa se realiza prácticamente en paralelo en Europa- y, para ilustrar el ingenio y la innovación, nada mejor que una imagen gráfica de niños, los más idóneos a la hora de ejercer ilimitadamente su imaginación.

En esta ocasión, un récord de 3.200 personas proveniente de 57 países se reunió en Orlando, Florida; entre ellos, un buen porcentaje de ejecutivos de Emerson pero, la gran mayoría, los clientes/usuarios finales, las firmas asociadas y la prensa especializada; se destacó el anuncio del presidente de la compañía a nivel global, Steve Sonnenberg, acerca de un crecimiento del 12% en los Estados Unidos, “que ha pasado nuestro nuevo mercado emergente”, bromeó. Y presentó un escenario optimista con miras a los próximos dos años.

A lo largo de las cuatro extenuantes jornadas del congreso, se realizaron unas 370 presentaciones técnicas, además de conferencias plenarias y un *show-room* de exhibición focalizado en las secciones de Emerson, Medición y Análisis, Operación y Mantenimiento, Control final y regulación; y Soluciones y Soporte. En ellas, lo que se reflejó fue la necesidad de cumplir con los desafíos actuales de reducir los riesgos, aumentar la durabilidad y solventar la escasez de personal calificado. Y en todo, la clave apunta a garantizar la confiabilidad, según indicó Jim Nyquist, VP de PlantWeb Solutions para Emerson Process Management, ya que “la confianza es una de las estrategias de negocio más importantes”, la cual se combina con el lema de la edición anterior del evento, “*prevasive sensing*”, en cuanto a tener un control transversal y omnipresente en cada área de la industria.

Esto se aplica sobre todo al área del petróleo y del gas, los cuales aumentan constantemente la complejidad y ne-

cesitan mejores equipos pero, al mismo tiempo, reducir costos. Uno de los aspectos fuertes es la prevención, por ejemplo en refinerías, donde gracias al control se puede lograr la detección temprana de problemas y ahorrar hasta un 50% de lo que saldría la reparación tras una eventual rotura, aseguró en una conferencia plenaria Robert Distefano, director general de Reliability Consulting para la unidad de Emerson’s Process Systems and Solutions business. Según esto, el 80% de los problemas de los equipos de una industria como la del petróleo y del gas, podría ser monitoreado y prevenirse con los sistemas de control y automatización”.

Desde un punto de vista tecnológico, los anuncios de este año hicieron hincapié sobre todo en el control de caudal de fluidos, como el transmisor Coriolis, una línea de caudalímetros con nuevas posibilidades de seguridad y diagnóstico, el uso total de transmisión inalámbrica de medición de fluidos en aplicaciones remotas, un operador electrohidráulico para bloqueo remoto de válvulas de seguridad y un cromatógrafo modular para la aplicación de medidas en la custodia de transferencia de gas natural, entre otros.

En la Argentina, la automatización y control en yacimientos y refinerías se practica desde hace décadas en campos maduros, en el transporte y en las refinerías existentes. La perspectiva de poder desarrollar los reservorios no convencionales de *shale oil* y *shale gas*, expande estos planes, aseguró Marcelo Landa, Director General para Cono Sur de Emerson Process Management. “Las empresas necesitarán más que nunca controlar sus yacimientos, disminuyendo los costos y con instalaciones más rápidas –aseguró- y nosotros estamos entusiasmados en colaborar con este desarrollo con tanto potencial para todo el país, y en el que tenemos que apurarnos porque la competencia regional es real”. Ejemplificó con el uso de tecnología *wireless*, que ya se está utilizando en la exploración y análisis de suelo por operadoras en la Formación Vaca Muerta. “Tenemos que achicar la curva de aprendizaje lo más rápido que podamos, y tomando conocimientos de lo que se hace en el resto del mundo, como sucede en estos encuentros globales, podemos aprovechar aún más!”, afirmó.

Los que vendrán

Este es el año de la AOG 2015 y del 2° Congreso Latinoamericano y del Caribe de Perforación



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

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

Algunos de los temas que se planean abordar serán: Nuevas tecnologías; Automatización de equipos; Seguridad, Salud ocupacional y medio ambiente; Operaciones *off-shore* en aguas profundas; Pozos horizontales y multilaterales; Operaciones en yacimientos maduros; Fluidos de perforación, terminación y reparación; Cementación y estimulación; Operaciones en yacimientos no convencionales (*tight gas, shale oil/shale gas*, petróleos pesados, etcétera); Tubulares; Control de pozos: estudio de casos y Sistemas de transporte de los equipos de perforación sin desmontar para distancias cortas (por medio de rieles y *walking systems*).

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

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

1° *workshop* IAPG-EAGE sobre Geofísica para no convencionales



Del 3 al 6 de noviembre de 2015, el IAPG realizará por primera vez, junto a la *European Association of Geoscientists and Engineers* (EAGE), un *workshop* sobre Geofísica para no convencionales.

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

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

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

4° Congreso Latinoamericano y del Caribe de Refinación

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

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

26WGC2015: Creciendo juntos hacia un planeta amigable

Los líderes globales de la energía se reunirán, del 1° al 5 de junio de 2015, en la prestigiosa WGPCPARIS2015 (la Conferencia Mundial del Gas) en París. Se tratará de la vigesimosexta edición de la muestra, organizada por la Unión Internacional del Gas (IGU), y que en esta ocasión tendrá como anfitrión a Francia. La conferencia y exposición abordará los acontecimientos recientes en el sector energético, con un enfoque primordial en el crecimiento sustentable de la industria mundial del gas.

Bajo el lema "Creciendo juntos hacia un planeta amigable", la WGPCPARIS2015 será una vidriera donde se exhibirán los principales logros e hitos alcanzados por la industria mundial del gas. También, se buscará trazar nuevas estrategias de la industria del gas natural.

El programa técnico WGPCPARIS2015 se ha estructurado en torno a temas críticos, comenzando con "Recursos humanos para el futuro"; "El gas natural disponible en todas partes", y luego "El gas natural para un desarrollo sostenible", hasta llegar a "La combinación con las energías renovables y la electricidad". Será la oportunidad para que una industria con intereses comunes busque garantizar la excelencia continua en el clima global del gas actual. Para más información o para registrarse: www.wgc2015.org.



Digesto de Legislación Ambiental on line

Nuevo Digesto de Legislación Ambiental Argentina del IAPG

- La más completa recopilación, permanentemente actualizada, de todas las normas ambientales a nivel nacional, provincial y municipal aplicables a la actividad industrial. Incluye su interacción con las normas sobre Higiene y Seguridad.
- Todos los artículos de la Constitución Nacional y de las Constituciones Provinciales y de los Códigos Civil y Penal referidos a temas ambientales.
- Leyes y Decretos Nacionales, tratados internacionales, resoluciones, disposiciones, estatutos y convenios de Ministerios, Secretarías y Subsecretarías del Estado y de Direcciones Nacionales.
- Resoluciones y Disposiciones del ente Tripartito de ETOSS, ENHOS, Prefectura Naval Argentina, Administración de Parques Nacionales, CNTA y otros organismos reguladores.

La información se puede consultar por orden cronológico, materia o Jurisdicción. El sistema permite búsquedas por tipo y número de norma, temática, palabras claves, etc.

Sistema de favoritos que permite al suscriptor seleccionar su conjunto de normas de uso frecuente.

La recopilación se actualiza **diariamente** con las últimas novedades que se produzcan en las distintas jurisdicciones y por email se **avisa** a los suscriptores de la inclusión de las normas en el Digesto.

NOVEDADES DE LA INDUSTRIA

Nuevo *country manager* en Gas Natural Fenosa

A partir de cambios en su Dirección General para América latina, Gas Natural Fenosa informó que ha designado a Sergio Tarallo como nuevo *country manager* para la Argentina, en reemplazo de Alberto González Santos, quien asumirá como Director del Negocio de Gas de la empresa en Colombia. En tanto, Horacio Cristiani continuará como presidente de Gas Natural Fenosa en nuestro país.



Tarallo es Contador Público Nacional por la UBA, y ha realizado estudios de posgrado en Finanzas y Dirección en el IAE. Ingresó en la compañía en 1994 y hasta esta nueva designación se desempeñaba como Director Comercial. Antes ocupó el cargo de Director Económico Financiero y también tuvo cargos en el área de Auditoría Interna.

Gas Natural Fenosa es la segunda distribuidora del país por número de clientes; está presente en Argentina desde 1992 y en ese período logró incorporar al servicio de distribución de gas natural por redes a más de 630 mil familias; 1,5 millones de clientes de los 30 partidos del norte y oeste de la provincia de Buenos Aires, donde brinda su servicio de distribución. Hoy la extensión de las redes de gas natural asciende a más de 23.700 kilómetros.

Nuevo descubrimiento de ExxonMobil en Vaca Muerta



Exxon Mobil Corporation y Gas y Petróleo del Neuquén descubrieron gas y petróleo no convencional en un segundo pozo en la provincia de Neuquén, informó la empresa en un comunicado reciente.

Se trata del pozo perforado en el bloque La Invernada en la provincia de Neuquén; se llama La Invernada X-3, y es operado por ExxonMobil Exploration Argentina S.R.L., una afiliada de Exxon Mobil Corporation; se perforó a una profundidad total de 4.686 m; la perforación horizontal fue de 1.000 m y fluyó a un promedio de 448 barriles de petróleo y 1 millón de pies cúbicos de gas por día.

Se están llevando a cabo análisis de información y estudios adicionales para evaluar en forma completa el descubrimiento. Previo a tomar decisiones comerciales, se deberán perforar pozos adicionales. Al día de hoy, La Invernada X-3 está entre los pozos de mejor rendimiento en Vaca Muerta. Luego de 60 días de producción, el pozo produjo un total de 31.400 barriles de petróleo equivalentes (BOE).

Este descubrimiento se encuentra a 20 kilómetros (12,4 millas) del descubrimiento de ExxonMobil en el bloque Bajo del Choique anunciado en el mes de mayo último. ExxonMobil Exploration Argentina tiene intereses en aproximadamente 360.000 hectáreas (900.000 acres) en la formación no convencional de Vaca Muerta en la provincia de Neuquén.

Nuevas oficinas de Baker Hughes

La empresa Baker Hughes informó que ha mudado sus oficinas al Edificio "Puerto León" de Puerto Madero, en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. La nueva dirección postal es Juana Manso 205 Piso 4to, Dique 4, Puerto Madero, C1107 CBE, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.





Feria sustentable de Navidad, por AXION Energy

Para promover el desarrollo de emprendedores sustentables y el comercio justo, el 16 y 17 de diciembre últimos, AXION Energy organizó, con el apoyo de IRSA, una feria navideña para brindar a sus empleados y a los de las empresas de la zona de Catalinas (barrio de Retiro, C.A.B.A) la posibilidad de adquirir regalos de fin de año.

Más de 1.300 personas recorrieron los stands en los que emprendedores ofrecieron productos elaborados con criterios socioambientales, es decir, cuyo impacto sobre el medio ambiente fue disminuido, y que generan valor tanto para quienes los fabricaron como para la comunidad en general. Al finalizar las jornadas se sortearon obsequios entre el público.

AXION Energy desarrolló esta iniciativa con el objetivo de fomentar un consumo cuidado, responsable e inclusivo, y contribuir al desarrollo, la promoción y el reconocimiento de emprendedores sustentables. La compañía gestiona sus operaciones comprometida con una visión sustentable, contribuyendo no solo al crecimiento económico, sino también generando valor social y ambiental.



Participaron los siguientes emprendedores:

- La Costurera: confecciones textiles: bolsas ecológicas, manteles, delantales de cocina, manoplas (www.fundacionlosnaranjos.org)
- Los Naranjos: productos de cerámica (www.fundacionlosnaranjos.org)
- Gráfica Artesanal: cuadernos con papel reciclado (www.graficaartesanal.com.ar)
- La Juanita: pan dulces (www.lajuanita.org)
- Luz de Esperanza: velas, cajitas de madera artesanales (www.facebook.com/Luz-de-Esperanza)
- Granja Andar: productos panificados artesanalmente y con horno, plantas, tarjetas navideñas (www.granjaandar.org.ar)

- C.R.E.I: productos artesanales en cerámica, banquetas de madera, almohadones (www.crei.edu.ar)
- La Dibujería: objetos y juguetes didácticos en tela para pintar, usar, lavar y volver a colorear (www.crei.edu.ar)
- RedActivos: marroquinería, serigrafía, bolsas ecológicas, accesorios artesanales (www.redactivos.org.ar)
- Arte y Esperanza: artesanías hechas en lana, gorros, bufandas, guantes y mantas (www.arteyesperanza.com.ar)

Futura refinería de Refinadora Patagónica S.A.

La empresa argentina Refinadora Patagónica S.A. está desarrollando el proyecto "Refinería de Petróleos Comodoro Rivadavia", que involucra la construcción, puesta en marcha y operación de una refinería integral de mediana complejidad con una capacidad nominal de destilación primaria o atmosférica de 2.800 m³ de petróleo crudo por día (equivalente a 17.600 barriles de petróleo por día aproximadamente).

Esta se ubicará en el Municipio de Comodoro Rivadavia, departamento de Escalante, provincia de Chubut, en un predio de 50 hectáreas ya comprado por la sociedad y ubicado a 2,5 km de la localidad de Diadema (km 27), sobre la Ruta Provincial 39, por donde se tendrá acceso a la futura refinería. El sitio se encuentra a 19 km del casco céntrico de la ciudad de Comodoro Rivadavia.

El objetivo de la Refinería es la generación de derivados de petróleo comercializables en la misma región donde se encuentran las reservas petrolíferas que lo proveerán de crudo. La construcción de las instalaciones demandará aproximadamente 3 años, estimándose su entrada en operación para el primer semestre de 2017.

La Refinería contará con plantas de refinación de cortes de naftas e intermedios (gas oil) y conversión ligera de fondos. La principal materia prima a procesar será el petróleo crudo Escalante, procedente de la Cuenca del Golfo de San Jorge, en la provincia de Chubut, cuya producción anual es de 15 millones de m³ y de 8,8 millones de m³, para la cuenca y la provincia respectivamente (según datos de la Secretaría de Energía de la Nación para el año 2013).

Se proyecta que la Refinería procese 980.000 m³ de petróleo crudo por año (0,98 millones de m³/año), lo que constituye el 11,1% de la producción total de la provincia de Chubut y el 6,5% del total producido actualmente en toda la cuenca del Golfo de San Jorge.

Según la empresa, en cuanto el proyecto esté terminado, los procesos de refinación se llevarán adelante en una serie de Unidades de Proceso o Unidades de Transformación, entendiéndose por tal al conjunto de equipos que intervienen

en una determinada etapa del refino del Petróleo. Al respecto, la Refinería se compondrá de las siguientes Unidades de Proceso, cuya distribución puede observarse en la figura 1:

- Unidad de Destilación Atmosférica – ADU
- Unidad de Hidrotratamiento Catalítico de Naftas – NHT
- Unidad de Isomerización – ISOM
- Unidad de Reforming Catalítico de Naftas – REF
- Unidad de Hidrotratamiento Catalítico de Gasoil – DHT
- Unidad Combinada de Visbreaking + Cracking Térmico– VBU + TCU
- Planta de Gases – PG
- Unidad de Endulzamiento de Gases Licuados de Petróleo – LPGSW
- Unidad de Stripeado de Aguas Ácidas – SWS
- Unidad de Recuperación de Azufre – SRU
- Unidad de Reformado con vapor – STREF

Además, contará con las correspondientes instalaciones para la mezcla en tanques de los productos a comercializar:

- Blending de Nafta
- Blending de Gasoil

Existirá, además, un conjunto de instalaciones auxiliares necesarias para el funcionamiento de las Unidades:

- Sistemas de Generación de Vapor (Calderas)
- Turbogeneradores de energía eléctrica
- Compresores de Aire
- Planta de Tratamiento de Agua Bruta
- Sistema de Agua de Refrigeración
- Planta de Tratamiento de Aguas Residuales

Las mencionadas unidades serán a su vez complementadas con otras instalaciones, entre ellas el parque de tanques de almacenamiento de materias primas y productos, sistema de red agua contra incendio, subestación eléctrica, planta de regulación y compresión de gas natural, etcétera; y las facilidades logísticas para la recepción de camiones con materias primas e insumos y el despacho de productos en camiones. Asimismo, el complejo incluye laboratorios de análisis de combustibles y aguas, talleres de mantenimiento, galpones de almacenamiento y depósitos; y las oficinas administrativas y comerciales de la empresa (figura 1).

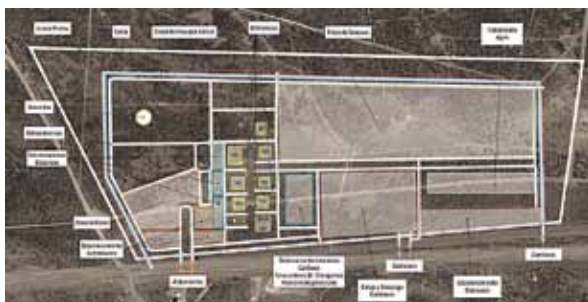


Figura 1. Distribución en planta.

La destilería estará conformada por modernas unidades de procesos, cuya finalidad será la de mejorar el rendimiento de los combustibles gasoil y naftas de automotores, y adecuar las calidades de estos combustibles a las exigencias de las normativas gubernamentales y del mercado.

La Ingeniería Conceptual ha sido desarrollada de forma tal que la planta se componga en total de 10 unidades de

procesos, que serán diseñadas bajo el concepto de Unidades Modulares, con lo cual se logra importantes ahorros en la inversión y en los tiempos de instalación.

Dicha ingeniería conceptual, así como la ingeniería básica y básica extendida en proceso de desarrollo, está a cargo de la firma Axens, perteneciente al Instituto Francés del Petróleo, y el proceso resultante diseñado permitirá una alta conversión de los crudos pesados típicos de la Cuenca del Golfo San Jorge, para los cuales han sido especialmente diseñados. Un detalle del diagrama de bloques típico se puede apreciar en la figura 2.

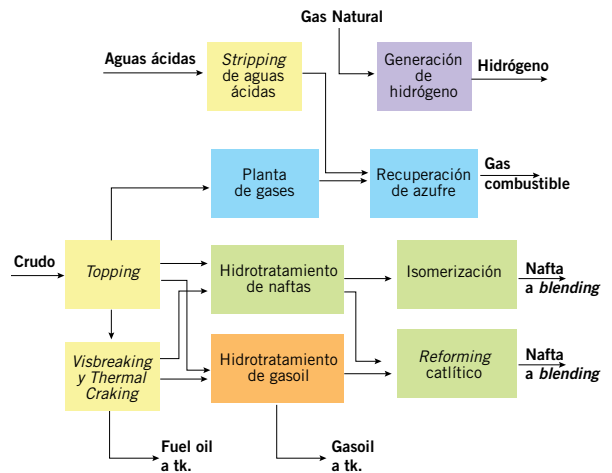


Figura 2. Diagrama de bloques.

La producción de gasoil grado 2 será de 469 000 toneladas al año y el total de naftas grado 2 y grado 3 será de 143 000 toneladas anuales. Ambos combustibles cumplirán las exigencias de la Secretaría de Energía de la Nación para el año 2016.

Por otra parte, las Unidades modulares de procesos incluyen también Plantas de tratamiento de los Efluentes Gaseosos (recuperación de azufre SRU) y Líquidos, de manera de reducir las emisiones gaseosas y los vertidos líquidos a valores inferiores a las recomendaciones del Banco Mundial.

Las Unidades de Procesos y los Servicios Auxiliares estarán dotados de controles automáticos de última generación. Este aspecto, además de garantizar la eficiencia de las operaciones y la mejor calidad en los productos, va a requerir de mano de obra especializada, lo cual va a favorecer la ubicación de técnicos y profesionales de los institutos y universidades de la zona.

Será importante también el requerimiento de mano de obra y/o empresas de mantenimiento en todas las especialidades.

Diagrama de bloques. El petróleo crudo ingresa a la Unidad de Destilación atmosférica, en la cual se fraccionan los gases, la nafta y el gasoil, y queda un fondo no destilado o crudo reducido. Este fondo es enviado a la Unidad Combinada de Cracking Térmico, en la que la carga es procesada, una parte en un Visbreaking de baja severidad y otra en un Cracking térmico de alta severidad. Las naftas de Topping y de Cracking son hidrotatadas y separadas en nafta liviana y nafta pesada, las cuales se procesan en Isomerización y Reforming para incrementar el número octano. Los gasoils de topping y de cracking son hidrotatados para reducir el contenido de contaminantes.

Premio ExportAR para Edelflex

La empresa Edelflex fue galardonada con el Premio ExportAR 2014 en la Categoría “Incorporación de Innovación y/o Valor Agregado al Producto a Exportar”, según una selección realizada por la Fundación ExportAR y el Ministerio de Relaciones Exteriores y Culto.

Esta distinción fue el reconocimiento al valor agregado que ofrece Edelflex a través de la innovación en el diseño e ingeniería de proceso de las plantas y sistemas automáticos exportadas durante el año 2014 principalmente a México, así como en reconocimiento al esfuerzo realizado a través de inversiones productivas, y a la participación en misiones comerciales y rondas de negocios, ferias internacionales y talleres en el exterior.

Petrobras: ganadores de su Programa Socioambiental

Tras una gran convocatoria, Petrobras Argentina seleccionó los 30 proyectos que serán acompañados por la compañía durante los próximos dos años, con una inversión aproximada de 3 millones de pesos en financiamiento y apoyo técnico. También se seleccionaron los seis proyectos que trabajarán en red, con un financiamiento de 200 mil pesos por año durante tres años.

El Programa Petrobras Socioambiental busca contribuir al desarrollo local y regional, generando inserción social, digna y productiva de personas y grupos que viven en situación de vulnerabilidad.

En esta oportunidad, se presentaron proyectos en las temáticas de derechos humanos y sociales, promoción de ciudadanía, inclusión educativa, equidad de género, cultura y diversidad, deporte e inclusión social, ambiente y comunidad, discapacidad e inclusión social y productiva y emprendimientos productivos de base social. Las iniciativas seleccionadas son:

Proyectos socioambientales:

1. “Abrir el candado: la colección MAEM sube a la web”, del Museo de Arte Eduardo Minnicellilla de Río Gallegos, Santa Cruz, seleccionado en la categoría Cultura y Diversidad.
2. “Banquitos de Microcréditos, Capacitación Laboral y Organización Comunitaria”, de la organización De Puertas Abiertas al Trabajo de Zárate, Buenos Aires, seleccionado en la categoría Inclusión Educativa.
3. “ANDARES Danza Inclusiva”, de la Fundación Fábrica de Artistas de Neuquén, seleccionado en la categoría Cultura y Diversidad.
4. “Energía eólica para el desarrollo rural”, de la Asociación Argentina para Energía Eólica San Carlos de Bariloche, Río Negro, seleccionado en la categoría Ambiente y Comunidad.
5. “Miradas al cielo”, del I.F.D.C. de El Bolsón - Consejo Provincial de Río Negro, seleccionado en la categoría Inclusión Educativa.
6. “Reinventando el aprendizaje”, de la Fundación Petisos de San Carlos de Bariloche, Río Negro, seleccionado en la categoría Inclusión Educativa.

7. “La biblioteca como generadora de espacio a los niños y jóvenes, en el conocimiento, la lectura, el pensamiento, la cultura y la información”, de la Biblioteca Popular Gral. San Martín de Cañuelas, Marcos Paz, Buenos Aires, seleccionado en la categoría Cultura y Diversidad.
8. “Educadores Ambientales”, de la Fundación Patrulla Ecológica de Catriel, Neuquén, seleccionado en la categoría Ambiente y Comunidad.
9. “Taller Ecoperiodismo Usa la basura”, de la Fundación Manos Verdes por una mayor conciencia ambiental de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, seleccionado en la categoría Ambiente y Comunidad.
10. “Vejez saludable: De la mano con mis abuelos”, de A.L.M.A. de Bahía Blanca, Buenos Aires, seleccionado en la categoría Derechos humanos y sociales y Promoción de Ciudadanía.
11. “Al club con los abuelos”, de A.L.M.A. de Bahía Blanca – Buenos Aires, seleccionado en la categoría Derechos humanos y sociales y Promoción de Ciudadanía.
12. “Tecnologías para ayudar en el tratamiento del Autismo”, de A.P.A.D.E.A. de Bahía Blanca, Buenos Aires, seleccionado en la categoría Inclusión Educativa.
13. “Programa de Capacitación en Promoción de la Lectura para escuelas rurales”, de la Fundación Escolares de San Lorenzo, Iriondo y Rosario, Santa Fe, seleccionado en la categoría Inclusión Educativa.
14. “Mi Huerta”, de la Fundación Huerta Niño de Norquino, Río Negro, seleccionado en la categoría Ambiente y Comunidad.
15. “Kit de herrería artesanal Escuela N° 8”, de la Escuela Secundaria de Educación Técnica N° 8, Ing. Doctor Angel Gallardo de Avellaneda, Buenos Aires, seleccionado en la categoría Inclusión Educativa.
16. “Hockey en la Sexta”, de CeDIPF de Rosario, Santa Fe, seleccionado en la categoría Deporte e Inclusión Social.
17. “Jóvenes Ciudadanos”, de Fundación Ejercicio Ciudadano de Rosario, Santa Fe, seleccionado en la categoría Derechos humanos y sociales y Promoción de Ciudadanía.
18. “Aprendiendo a Emprender”, de la Agrupación Dejando Huellas de Piedra del Águila, Neuquén, seleccionado en la categoría Discapacidad e Inclusión Social y Productiva.



19. "Jugamos, aprendemos y compartimos", de FADyM de Macachín, La Pampa, seleccionado en la categoría Discapacidad e Inclusión Social y Productiva.
20. "Derecho a la sexualidad de personas con discapacidad", de la Fundación Invisibles de San Carlos de Bariloche, Río Negro, seleccionado en la categoría Discapacidad e Inclusión Social y Productiva.
21. "Programa Potenciar Valores", de la Fundación Potenciar de Neuquén, seleccionado en la categoría Deporte e Inclusión Social.
22. "Reproducir plantas nativas y exóticas para restaurar el ambiente", de la A. Coop. C. Educativo Polivalente de Colonia 25 de Mayo, La Pampa, seleccionado en la categoría Ambiente y Comunidad.
23. "Acompañando a nuestros jóvenes especiales", de la Asociación Civil Grupo Esperanza de Zárate, Buenos Aires, seleccionado en la categoría Discapacidad e Inclusión Social y Productiva.
24. "Promoción de la igualdad de género en el fortalecimiento adolescente", de la Asociación Civil El Arranque, espacio de encuentro de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, seleccionado en la categoría Equidad de Género.
25. "Empoderamiento y apoyo a redes de artesanas mampuchas y Emprendimiento Social de la Granja a su casa", de la Fundación Cruzada Patagónica de Junín de los Andes, Neuquén, seleccionado en la categoría Equidad de Género.

Emprendimientos productivos:

1. "Fortalecimiento del Taller de confección de ropa y bolsas para compras como emprendimiento productivo", de la Fundación Margarita Barrientos de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, seleccionado en la categoría Emprendimiento Productivo de Base Social.
2. "Fortalecimiento Unidad Productiva Divina Providencia", de la Asociación Civil Instituto Adoratrices de Roldán, Santa Fe, seleccionado en la categoría Emprendimiento Productivo de Base Social.
3. "Acorde Solidario e Inclusivo", de la Asociación Cultural La Guitarra de Avellaneda, Buenos Aires, seleccionado en la categoría Emprendimiento Productivo de Base Social.
4. "Producción de aceites esenciales en el Alto Valle de Río Negro", de la Cooperativa Aromáticas Alto Valle de Cipolletti, Río Negro, seleccionado en la categoría Emprendimiento Productivo de Base Social.
5. "Huevos caseros Quimey Curram", de Caritas de San Carlos de Bariloche, Río Negro, seleccionado en la categoría Emprendimiento Productivo de Base Social.

La evaluación de los proyectos fue realizada por un jurado de especialistas, conformado por María del Carmen Tamargo, socióloga, especialista en diseño, gestión y evaluación de proyectos sociales y políticas públicas con énfasis en procesos participativos y de gestión asociada y Presidente de Asociación Civil Iniciativas y Estrategias; Lilitiana Findling, Investigadora del área de Salud, Población y Sociedad del CONICET; Mercedes Jones, Presidente de Fundación Cambio Democrático; Silvio Dalbuoni, Director Ejecutivo de Fundación Los Grobo; Mariana Lomé, Directora Posgrado en Organizaciones sin Fines de Lucro de UDESA;

Florencia López Serrot, Directora Ejecutiva de COAS; y José del Río, Periodista especializado en economía y negocios.

Por otro lado, se seleccionaron los seis proyectos que trabajarán en red, en los que participarán al menos tres organizaciones, con el objetivo de identificar actividades des-concentradas territorialmente que, por su escala y modelo de intervención, puedan generar resultados significativos en la resolución de los problemas sociales. Para ello, contarán con un financiamiento de 200 mil pesos por año durante tres años.

Las organizaciones seleccionadas son: "Otras Voces" de Neuquén, "Asociación Pequeños Criadores" de Catriel, "Municipio de Centenario" de Neuquén, "Acción Católica" de Bahía Blanca, "Ashoka" y "Red Activos", que implementarán iniciativas en localidades de Neuquén.

Dentro de este programa, Petrobras ya ha acompañado 91 proyectos en 27 localidades del país, beneficiando a más de 45 mil personas.

Balance 2008–2014 del MinCyT

El ministro de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva, Dr. Lino Barañao, presentó este mes el balance de la gestión de los siete años al frente de la cartera. Durante el evento, llevado a cabo en la sede de la Sociedad Científica Argentina, el Ministro destacó el aumento de la asignación presupuestaria del Tesoro Nacional, que pasó de \$ 1.137.600.000 en 2008 a \$ 4.963.173.549 en 2014; y de \$ 330.000.000 a \$ 588.748.000 de financiamiento externo. A su vez, el Ministro recalcó la inversión realizada en el marco del Plan de Obras para la Ciencia y la Tecnología con 123 obras ejecutadas por un total de \$ 713.665.057, que ampliaron la infraestructura científico-tecnológica en 100.987 metros cuadrados, 16 obras en ejecución por un monto de más de \$ 563.483.449 para 50.518 metros cuadrados y 24 obras proyectadas que agregarán otros 42.299 metros cuadrados para la investigación científica y tecnológica.



El titular de la cartera de Ciencia subrayó además la importancia del Plan Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva "Argentina Innovadora 2020", como instrumento de planificación que establece los lineamientos de política científica, tecnológica y de innovación en el país hasta el año 2020, a través de la identificación de 36 Núcleos Socio Productivos Estratégicos (NSPE) donde focalizar intervenciones, con el objetivo de federalizar el impacto de la innovación.

En cuanto a la inversión al servicio de la producción, se destaca el financiamiento adjudicado durante los últimos siete años por la Agencia Nacional de Promoción Científica y Tecnológica, que a través de sus cuatro fondos (FON-TAR, FONCYT, FONARSEC, FONSOFT) destinó más de \$ 6.500.000.000 a casi 15.000 proyectos de investigación científica, tecnológica y de innovación con el fin de mejorar los sistemas productivos y de servicios del país.

En relación a los recursos humanos argentinos fuera del país, se indicó que fueron repatriados 1.130 científicos, se establecieron 11 redes de vinculación de investigadores argentinos en el exterior y se financiaron 5.689 pasantías y becas para formación de profesionales en diversas áreas del conocimiento.

Sobre las acciones de articulación, se puso de relieve el trabajo llevado adelante en el marco del Consejo Interinstitucional de Ciencia y Tecnología, que vincula a los organismos nacionales que forman parte del Sistema Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación (SNCTI), en pos de consensuar políticas comunes al sistema, entre las que se destacan el avance del Programa de Grandes Instrumentos y Bases de Datos que contiene los 15 Sistemas Nacionales. Además, 33 instituciones se vieron beneficiadas con más de \$ 3.251.380 en el marco del Programa de Acreditación de Laboratorios y 38 instituciones involucradas en el Programa de Evaluación Institucional.

En materia de integración, el ministro Barañao resaltó, entre otros logros, la cooperación bilateral establecida con 70 países, los 160 acuerdos intergubernamentales e interinstitucionales, y los 1.137 proyectos de investigación conjunta ejecutados. Asimismo, en cooperación multilateral con la Unión Europea (UE), se aprobaron 431 proyectos por un monto total de \$ 1.210.126.265 y se registran 201 instituciones y 26 pequeñas y medianas empresas argentinas involucradas en el 7° Programa Marco y el Programa Marco Horizonte 2020.

Por su parte, a través del Consejo Federal de Ciencia y Tecnología (COFECYT), se adjudicaron \$ 385.200.000 para 204 proyectos ejecutados y 1.162 en ejecución en todo el país.

Se hizo hincapié en los más de 150 investigadores y personalidades de la ciencia premiados a través de diferentes distinciones y galardones; las 12 ediciones de la "Semana de la Ciencia", que a través de 11.600 actividades alcanzaron a 760.000 personas entre alumnos y público en general, y en las que participaron 6.600 científicos; las cuatro ediciones del Desafío Dale Aceptar organizadas por la Fundación Dr. Manuel Sadosky y el lanzamiento de la iniciativa interministerial Program.AR; 55 talleres Voc.Ar del CONICET; el concurso Nanotecnólogos por un día; Ciencia en Foco; y los Científicos van a las escuelas, entre otras acciones.

USB Fieldbus, una interface de Emerson con más opciones

Emerson Process Management ha lanzado la versión 3 del USB Fieldbus Interface, ofreciéndole a sus usuarios una forma fácil de configurar, monitorear y hacer diagnósticos relacionados a los dispositivos con FOUNDATION fieldbus en el campo o en los instrumentos de calibración.

Con el USB Fieldbus Interface existen múltiples opciones para activar y configurar dispositivos con FOUNDATION fieldbus. Estos dispositivos son etiquetas de fácil activación, desactivación y asignación, pues utilizan una solución simple. El Communication DTM del USB Fieldbus Interface permite la configuración de los dispositivos al utilizar aplicaciones de terceros junto con una colección de Device DTM de Emerson. Además, los Device DTM de otros suplidores están disponibles en internet.

Si se requiere una capacidad más comprensiva en el manejo de activos, la interfaz se conecta al AMS Suite de manera ininterrumpida. Además de contar con una funcionalidad de configuración completa, están disponibles los diagnósticos predictivos que facilitan una pronta respuesta y documentación automatizada que mantienen una



Profesionales & consultores

VYP
CONSULTORES S.A.

Desarrollo de Yacimientos
Exploración
Análisis de Economía y Riesgos
Auditoría y Certificación de R&R

(54-11) 5352-7777 www.vyp.com.ar

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

GiGa
Consulting

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

Alejandro Gagliano
agagliano@gigaconsulting.com.ar

Hugo Giampaoli
hgiampaoli@gigaconsulting.com.ar

Edificio Concord Pilar
Sección Zafiro Of.101-104
Panamericana Km.49,5 (1629)
Pilar - Bs. As. - Argentina
Tel: +54 (230) 4300191/192
www.gigaconsulting.com.ar

Promocione sus actividades en *Petrotecnia*

Los profesionales o consultores interesados podrán contratar un módulo y poner allí sus datos y servicios ofrecidos.

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



auditoría precisa de las actividades del dispositivo.

El USB Fieldbus Interface está diseñado para funcionar bajo una serie de condiciones de mantenimiento. Por ejemplo, si el USB Fieldbus Inter-

face se utiliza en el campo, puede operar en un segmento de energía sin interrumpir la actividad del mismo. Cuando se utiliza en situaciones cuando la energía no está disponible, como en el banco de calibración o durante las puestas en marcha, el USB Fieldbus Interface puede ofrecer hasta 85mA para alimentar el segmento del fieldbus.

Wärtsilä pondrá la tecnología de una central de generación eléctrica en Bolivia

La multinacional finlandesa Wärtsilä firmó en agosto último un contrato con el objeto de proveer la tecnología para una central de 16 MW de potencia en Bolivia. La central de generación eléctrica será la fuente de alimentación del proyecto Incahuasi, que es operado por una subsidiaria de la petrolera francesa Total, que contempla la instalación de una planta de procesamiento de gas a unos 45 kilómetros de Camiri, en el departamento de Santa Cruz.

Wärtsilä, uno de los mayores fabricantes de soluciones de generación eléctrica del planeta, proveerá cuatro motores 9L34SG con una potencia de 4,3 MW cada uno, a fin de electrificar el predio, que se encuentra aislado del sistema interconectado de energía.

Tecna es contratista en el proyecto Incahuasi para la construcción de la planta de tratamiento de gas, una compañía internacional de tecnología, ingeniería, construcción del sector de Oil & Gas, cuyo accionista de referencia es Grupo Isolux Corsán.

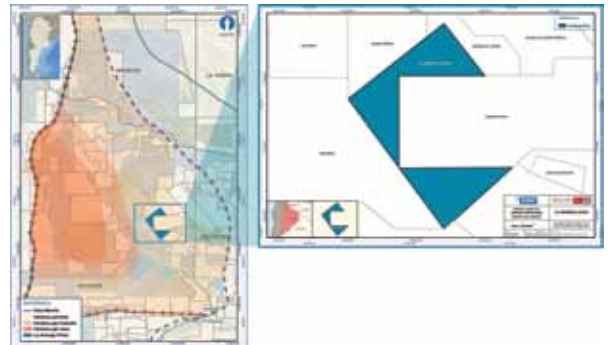
Wärtsilä hará entrega de los motores de combustión interna durante el primer trimestre de 2015. Los equipos operarán en desafiantes condiciones de sitio, a más de 1.100 metros de altura y con un amplio rango de temperatura ambiente. Junto con la provisión del equipamiento, Wärtsilä se encargará de la supervisión de la instalación electromecánica y puesta en marcha de la central, que se estima estará operativa en el último trimestre de 2015.

La compañía finlandesa, que proveyó más de 4.500MW en 13 países de Sudamérica, cuenta con una amplia experiencia en el montaje de este tipo de sistemas. De hecho, diseñó y construyó bajo un contrato EPC una central de generación eléctrica de similares características que utiliza los mismos modelos de motores en una central de tratamiento de gas en Gabón, África.

YPF: acuerdo con Petronas para invertir 550 millones de dólares en Vaca Muerta

El presidente y CEO de PETRONAS, Tan Sri Dato' Shamsul Azhar Abbas, y el presidente y CEO de YPF, Miguel Galluccio, firmaron en estos días en Kuala Lumpur, Malasia, un acuerdo de inversión definitivo para el desarrollo de hidrocarburos no convencionales de la formación Vaca Muerta.

En marzo de 2015 se iniciará la primera de las tres fases anuales para el desarrollo de un piloto de shale oil en el bloque La Amarga Chica, ubicado en la provincia del Neuquén, con una inversión conjunta de hasta 550 millones de dólares, de los cuales Petronas aportará 475 millones de dólares con el objetivo de perforar 35 pozos, tanto verticales como horizontales, completar un programa de adquisición y procesamiento de sísmica 3D cubriendo toda el área, e instalar facilidades para evacuar la producción del área durante el piloto. El bloque tiene una superficie de 187 km².



En el acuerdo final se ratificó que YPF será el operador del área. Según el comunicado de YPF, tras esta etapa piloto las empresas prevén, en función de los resultados esperados, la continuidad del proyecto en modo factoría, lo que conllevaría a un desarrollo completo del área de concesión con la perforación de más de 900 pozos.

Luego de que el total de los compromisos de las partes bajo el piloto hayan sido cumplidos, cada una aportará el 50% del programa de trabajo y el presupuesto de costos de acuerdo con los documentos del proyecto. YPF cederá una participación del 50% de la concesión de explotación del bloque La Amarga Chica a PETRONAS E&P Argentina S.A., la filial local de PETRONAS en el país. YPF terminó de acordar la adquisición de la totalidad de la participación en el bloque a la empresa Gas y Petróleo de Neuquén (G&P), según lo informado el 5 de diciembre.

Tras la firma del Acuerdo de Términos y Condiciones en agosto de este año se realizaron significativos avances para el cumplimiento de la mayor parte de las condiciones

Nuevo

Alberto Khatshikian

Obra indispensable para geólogos e ingenieros de la industria del petróleo y gas que utilizan perfiles para evaluar formaciones o planear terminaciones

En venta en: Librerías SBS
Enrique Santos Discípulo 1875 - Bs. As.
www.sbs.com.ar

precedentes definidas en el acuerdo firmado para el lanzamiento del proyecto.

Este nuevo acuerdo es el entendimiento final y entrará en vigencia cuando ya estén cumplidas todas las condiciones precedentes que refieren principalmente a la titularidad de la concesión sobre el área afectada al proyecto con un plazo de explotación de 35 años y al marco impositivo del proyecto, incluyendo aspectos promocionales, tributarios y de regalías previstos en la Ley Nacional 27.007 y en el Acuerdo firmado con la provincia de Neuquén recientemente.

ABB: nueva web para Cono Sur

ABB, la compañía global líder en tecnologías de energía y automatización industrial, lanzó su nuevo sitio web en América del Sur, que le permitirá a sus grupos de interés navegar de una manera más interactiva, dinámica e intuitiva. La web se ha desarrollado bajo una nueva plataforma de gestión de contenidos denominada Telerik Sitefinity, la cual brinda un cambio sustancial en estética, funcionalidad y en la experiencia de navegación del usuario.



Siguiendo la nueva estrategia global 2015-2020, la nueva web agrupa en una sola región a todos los países sudamericanos en los que ABB está presente: Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Ecuador, Perú y Uruguay. En este nuevo portal se verán reflejadas las novedades de cada país, los desarrollos corporativos y de negocio del Grupo, y espacios más intuitivos para que los usuarios localicen los productos, servicios o sistemas que necesiten con contactos de especialistas locales para cada uno de ellos. Vale aclarar que Brasil mantiene paralelamente su propio sitio web, debido a la diferencia idiomática, y que cada país seguirá conservando su propio dominio para acceder al portal regional.



El nuevo sitio es más atractivo y dinámico, brindando al usuario una experiencia ágil y amigable de navegación. Su diseño se encuentra alineado al nuevo branding de la compañía, captando el foco de atención de acuerdo a diferentes estructuras de lectura y contenido. Aquí, los diferentes niveles de imagen, de tipografía y de contenido multimedia, marcan el ritmo de lectura, favoreciendo la interacción con la información de una manera clara. Por otro lado, la nueva web se encuentra optimizada para los motores de búsqueda y para dispositivos móviles como smartphones y tablets.

Visite el nuevo sitio web en: www.abb.com.ar.

YPF apuesta a la formación de profesionales

El CEO de YPF y presidente de la Fundación YPF, Miguel Galuccio, y el rector de la Universidad de Buenos Aires, Alberto Barbieri, suscribieron un acuerdo marco de cooperación para la formación de profesionales en temas vinculados a la industria del petróleo y del gas.

Este acuerdo se enmarca dentro del vínculo histórico que tienen la Universidad de Buenos Aires e YPF, cuando Enrique Mosconi y Ricardo Rojas, presidente de YPF y rector de la Universidad de Buenos Aires respectivamente, decidieron crear el Instituto del Petróleo. Este fue un espacio de aprendizaje, donde a lo largo de los años se formaron los jóvenes profesionales, muchos de los cuales ocuparon y aún hoy ejercen posiciones gerenciales en diferentes negocios de la empresa.



El Convenio que se firmó reafirma ese espíritu de trabajo conjunto y ratifica la continuidad de programas de pasantías y prácticas que se llevan a cabo con distintas facultades de la UBA, y programas específicos que se ofrecen para diversos profesionales de la empresa. Entre ellos, pueden destacarse el Programa de Management de Negocio, para la formación de líderes; los programas técnicos para dictar en Las Heras; y la participación regular de profesionales de YPF en las especialidades dictadas por el Instituto del Petróleo.

Este nuevo marco de cooperación permitirá, además, diseñar otras propuestas formativas, que alimenten la preparación de nuestros profesionales para asumir los desafíos que este nuevo tiempo de la empresa presenta; y nuevas experiencias educativas, como una carrera de grado de ingeniería en petróleo, que posibiliten dotar a la industria petrolera y gasífera local de las personas en número y calidad que demanda la misma.

ENAP acuerda con YPF extender su vínculo en Magallanes

El Gerente General de la empresa estatal de energía de Chile, Marcelo Tokman, y el presidente y CEO de YPF, Miguel Galuccio, firmaron el acuerdo para extender la Unión Transitoria de Empresas (UTE) que ambas compañías comparten en partes iguales en el Área Magallanes.

La extensión sienta las bases para la ejecución de un importante proyecto gasífero, a implementarse en etapas, destinando 200 millones de dólares iniciales de inversión, monto que se irá ampliando a medida que se vayan concretando etapas posteriores del proyecto. Este plan llevaría la producción de gas desde los 2,4 millones de metros cúbicos día (MM m³/d) actuales a unos 4 MM m³/d en los próximos tres años. Adicionalmente, se incrementarán también los líquidos asociados a valores superiores a los 7.000 barriles por día (bbl/d).

El proyecto consiste en la construcción de una nueva planta de tratamiento, compresión e inyección de gas, así como también mejoras en la planta de procesamiento denominada Batería Recepción Magallanes (BRM), y el tendido de nuevos ductos marinos para conectar las plataformas

offshore con la BRM en el continente. Este proyecto permitirá maximizar el potencial de explotación del área.

Al día de la fecha, la producción del Área Magallanes es extraída a través de 20 pozos productivos vinculados a 5 plataformas marinas conectadas mediante 2 ductos a la BRM. Sin embargo, con la puesta en marcha del proyecto, se prevé que un número similar de pozos ya existentes se vuelvan a poner en producción.

“Para YPF este acuerdo permite extender la relación con un socio estratégico como ENAP, para que, con la experiencia de ambos equipos, se pueda incrementar la producción de gas y compartir financiamiento de modo de acelerar el proceso”, dijo Miguel Galuccio tras la firma. Y agregó: “Es importante también para el país que una empresa como ENAP asuma una inversión importante en Argentina, y que lo haga extendiendo su relación comercial y estratégica con YPF”.

Por su parte, Tokman señaló que “este acuerdo es importante para ENAP porque fortalece el estrecho vínculo existente en el país entre las dos empresas estatales que data del año 1990. Asimismo, este acuerdo va en la línea de nuestro Plan Estratégico a 2025, el cual busca aumentar en 60% la producción de gas y 300% la de petróleo en Magallanes para dar sustentabilidad al negocio en el largo plazo. Para el país, como empresa estatal, estamos asegurando un buen balance del mix de productos, aprovechando reservas que ya están probadas, y generando un aporte significativo a los resultados económicos futuros de ENAP”.

El área Magallanes, que comprende 3 jurisdicciones: provincia de Santa Cruz, Tierra del Fuego y el Estado Nacional, se encuentra ubicada en aguas territoriales argentinas del Océano Atlántico Sur, sobre la Boca Oriental del Estrecho de Magallanes. La concesión es 100% de YPF, de la cual ENAP Sipetrol Argentina está asociada con un 50%, a la vez que es la operadora del área.

El contrato original de UTE entre ambas empresas vence en agosto de 2016. Si bien la provincia de Santa Cruz ya ha aprobado la extensión de la concesión, la conformidad final del acuerdo está sujeta a la aprobación de la extensión de la concesión también por parte de Tierra del Fuego y el Estado Nacional sobre esta área.



Foro de la Industria del Petróleo y del Gas

La mejor opción para sus consultas técnicas

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

www.foroiapg.org.ar

NOVEDADES DESDE HOUSTON



Celebración de fin de año en Houston



El IAPG Houston realizó, el 4 de diciembre último, el tradicional cóctel de fin de año en el restaurante argentino Tango & Malbec, donde unas 50 personas compartieron aperitivos y vinos tradicionales argentinos, mientras la cantante Nancy Cortes deleitó con su canto. Los patrocinadores del evento fueron las empresas EcoStim, Hogan Lovells y Unimin.

Asistieron las autoridades, los socios locales y los habitués a los foros que son realizados a lo largo del año por el IAPG Houston. Juntos, brindaron por un 2015 lleno de proyectos.

Último Foro de 2014, con foco en la oportunidad latinoamericana

En el primer Fórum de la ronda de 2014-2015, realizado por el IAPG Houston, Deborah Resley, Directora Latinoamericana Regional de IHS, ofreció la conferencia "Latin American E&P Opportunities: What a difference a year makes!" ("Oportunidades de Exploración y Desarrollo en América Latina: ¡Cuánta diferencia hace un año!"). El presidente de la seccional norteamericana, Pietro Milazzo, entregó a la oradora una placa agradeciendo su presentación.



Los ganadores del Torneo de Golf

Finalmente, llegó el día del tradicional Torneo de Golf del IAPG Houston, el "12th Scholarship Golf Tournament", que se celebró por todo lo alto con sold out de asistencia el 17 de octubre último, y cuyo objetivo fue recaudar fondos para la beca que ofrece anualmente el IAPG Houston a los estudiantes argentinos de carreras afines con los hidrocarburos que estén estudiando en los Estados Unidos.



El torneo fue patrocinado por varias empresas, que contribuyen generosamente con los fondos para la beca "Claudio Manzolillo IAPG Houston Scholarship". Como es su característica, se trata de una ocasión de camaradería y encuentro; al finalizar el torneo se realizó un almuerzo, con sorteo de premios de artículos de golf y de un par de pasajes ida y vuelta a cualquier destino, cortesía de United Airlines; todo con el mismo destino: reunir fondos para la Beca.



NOVEDADES DEL IAPG



Ganadores de la 20ª Olimpiada de la Preservación del Ambiente



En el marco del cuidado del Medio Ambiente y del respeto por la Naturaleza, el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG) creó hace dos décadas la Olimpiada sobre la Preservación del Ambiente, una campaña de concientización entre los más jóvenes.

La Olimpiada, cuyo certamen final se realizó en noviembre último en la sede central del IAPG de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, consiste en una competencia anual en etapas que involucra a los alumnos regulares de las escuelas de nivel medio de todo el país.

A través de pruebas eliminatorias sucesivas, los alumnos van desarrollando diferentes temas, hasta llegar a la final. En este año se realizó la edición 20ª. Los ganadores de la Olimpiada fueron:

1. Macarena Fernández, del Instituto PS-022 María Auxiliadora de Rodeo del Medio (Mendoza).
2. Diego Cardozo, Escuela CPEM 23 de la Ciudad de Neuquén (Neuquén).
3. Ayelén Bonaldi, de la Escuela E.E.T. N° 500 de Suardi (Santa Fe).

Además, se otorgaron dos menciones especiales, al 4° y 5° puesto:

4. María José Radlak Gómez, de la Escuela CPEM 23 de Neuquén (Neuquén).
5. Valentín De Monte, de la Escuela PS119 E.T.E.A. de Godoy Cruz (Mendoza).

Al examen se acercaron 13 chicos representando a escuelas de Mendoza, Neuquén, Santa Fe, Chubut y Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Los objetivos más claros de la Olimpiada son incentivar el estudio del Medio Ambiente en los jóvenes; promover una conciencia social, difundir esta actitud, contribuir al conocimiento de los desarrollos técnicos en el área y de la labor que realizan las empresas por el cuidado del entorno. Al mismo tiempo, fomentar un sano espíritu de competencia como soporte de la eficiencia personal.

Las etapas de la Olimpiada sobre la Preservación del Ambiente son cuatro: una selección local inicial, cuyos ganadores pasarán a una selección zonal y de allí, un certamen semifinal regional impulsó a los ganadores al certamen final nacional. La selección local se suele realizar en el propio establecimiento educativo; de allí se pasa a los centros educativos habilitados para la selección zonal. Luego, se pasa a la semifinal regional y de allí, al certamen final.

Este año, el temario propuesto incluyó:

- Uso responsable del agua potable y re-utilización de agua residual en agricultura y acuicultura.
- Respuesta a derrames de hidrocarburos en agua.
- Uso racional de la energía, consumo eficiente y responsable de la energía en el hogar.
- Desertificación.

Las pruebas finales fueron elaboradas por la Comisión Organizadora y Evaluadora del IAPG. Los premios consisten en becas de estudio para los tres alumnos ganadores (para el primer puesto \$ 2.100 pesos por mes, durante doce meses; para el segundo puesto, \$ 1.800 pesos por mes, durante doce meses; y, para el tercer puesto, \$ 1.600 pesos por mes, durante 12 meses); órdenes de compra de netbooks para sus profesores, y computadoras e impresoras para sus colegios. En el transcurso del Almuerzo del Día del Petróleo se entregó a la alumna ganadora un Diploma de Honor.

Seccional Comahue cerró un año lleno de desafíos

La Seccional Comahue del IAPG cerró un 2014 "intenso, lleno de desafíos, signado por hechos impactantes en nuestra industria", como aseguró Carlos Postai, gerente de la seccional neuquina.

Y enumeró los logros realizados:

- "Hemos alcanzado la cifra de 90 empresas asociadas; más de la mitad son empresas locales".
- "Realizamos dos jornadas relativas a Seguridad y Ambiente, gratuitas, para estudiantes de las carreras afines, con la colaboración de la Secretaría de Ambiente de Neuquén.



- “Se realizó aquí, el 1° y 2 de octubre, la Expo Oil & Gas Patagonia 2014, que reunió a más de 150 expositores de todo el país, con más de 10.000 visitantes”.
- “Fuimos asimismo anfitriones en esos mismos días del Congreso de Perforación, que reunió a los más destacados panelistas de las empresas nacionales, durante dos días en Neuquén”.
- “Se concretó el convenio de Tutoría con la Escuela de Conducción defensiva de Comodoro Rivadavia, que permitió la capacitación de más de 800 conductores en la industria.”
- “Se realizaron más de 25 cursos técnicos; entre ellos, varios de los que históricamente solo se realizaban en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires”.
- “Se materializó la adquisición de una sala de capacitación en la esquina de calles Leloir y Maestros Neuquinos, totalmente equipada y a la espera de la conexión de energía eléctrica”.
- “Se continuó con la Certificación de oficios de Operador de Plantas de Gas; con ello llegamos al número de siete oficios implementados, con sus respectivos talleres de práctica, en conjunto con la Universidad Tecnológica Nacional, Regional Comahue. La Seccional Comahue, en colaboración con las empresas, trabaja en un ambicioso proyecto para 2015”.
- “Se continuó con el plan de Préstamos de Honor, de 15.000 pesos anuales, para 20 estudiantes de Ingeniería y Geología”.
- “La Seccional Comahue es responsable de la elaboración de 8 prácticas recomendadas, para mejorar la calidad y seguridad en las operaciones”.

La Seccional Comahue trabaja activamente en la comunicación sobre la realidad de los no convencionales en el país, con la difusión en todos los ambientes públicos y privados que lo soliciten de la conferencia sobre la realidad de este tipo de recursos desde el punto de vista estrictamente técnico, a cargo de profesionales de larga data en la industria y con profundos conocimientos del tema. En este marco, han realizado numerosas charlas didácticas, en las que se ha provisto la lectura del Abecé de los Hidrocarburos en Reservorios No Convencionales, de sencilla lectura, para clarificar aspectos controvertidos. Expertos en *shale gas* internacionales, como Thomas Murphy o Robert Mackinley, participaron de algunas charlas.

En todo momento, agrega Postai, ha sido imprescindible el trabajo de las subcomisiones de la Seccional para el cumplimiento de estos objetivos, “ya que esto ha permitido la interacción en este momento de cambios de paradigmas, lo cual es relevante”.

Para finalizar, el gerente de la Seccional Comahue recordó las palabras expresadas a finales de 2013: “Hay que tener en cuenta que la industria del petróleo y del gas no

compite en un mercado: todo lo que se produce, se vende; por lo tanto, la experiencia de los vecinos es útil y debiera ser intercambiable, para que todos los operadores juntos sepan más, y recuperen más con menores costos... tengamos en cuenta que de los errores se aprende tanto como de los aciertos. Y en eso está comprometida nuestra organización”.

Jornadas de Calidad en Comodoro Rivadavia

La Seccional Sur del IAPG realizó en noviembre último la jornada de celebración “Calidad en el Golfo San Jorge”, organizada junto al gobierno de la provincia de Chubut, el Instituto Nacional de Tecnología Industrial (INTI) y las operadoras de la región.

Las jornadas versaron sobre la “Introducción a calidad”, “Calidad de las mediciones en laboratorios para la industria del petróleo” y “Certificación de calidad”, entre otros. Se disertó asimismo sobre la calidad de gestión para el desarrollo comarcal de Chubut, la revisión de normas ISO 9001 y sobre la implementación de la certificación de oficios. La Cámara de Empresas del Golfo San Jorge se explayó sobre la evolución de la calidad en las empresas de servicios regionales y se trató el tema de la implementación de metodologías LEAN para solución de problemas operativos.

Conrado Bonfiglioli explicó que el término “Calidad” no se refiere solo a buscar las formas de certificación sino también de capacitación, y adelantó que ya trabajan para repetir el encuentro en 2015.

En la apertura estuvo presente el ministro de Hidrocarburos de Chubut, Ezequiel Cufre, quien se refirió al IAPG como a una institución “que nuclea a empresas de servicios y operadoras, pueden mejorar los procedimientos para beneficio de los trabajadores y empresas, una vez que las personas atraviesan una experiencia donde se pone el acento en el hecho de que debemos corregir los errores y mejorar el servicio o producto, uno se lleva esa experiencia como calidad de vida”.



Festejos en el Comahue por el Día del Petróleo

Con motivo de celebrarse el 108° Aniversario del Descubrimiento del Petróleo en Comodoro Rivadavia, la Seccional Comahue del IAPG organizó el tradicional almuerzo por el Día del Petróleo y del Gas, con importantes presencias como la del gobernador Jorge Sapag, el intendente de la ciudad de Neuquén, Horacio Quiroga, además de otros funcionarios provinciales, municipales y ejecutivos de empresas operadoras y de servicios, y de medios especializados.



El evento tuvo lugar en el salón "El Quinto Arriero" de la ciudad de Neuquén y, por parte de los organizadores, asistieron el Presidente de la Seccional Comahue del IAPG Carlos Grassia, su vicepresidente Marcelo Gómez, entre muchos otros, y el gerente de la institución, Carlos Lino Postai, quien realizó una presentación de los desafíos y logros realizados por esa Seccional en el último año.



Al cierre, el gobernador, Jorge Sapag, pronunció unas palabras referidas a los recursos no convencionales de las formaciones geológicas Vaca Muerta y Los Molles, y a los avances energéticos logrados en los Estados Unidos gracias a este tipo de recursos, al tiempo que resaltó la acción del IAPG en la zona, como referente técnico indiscutible de la industria del petróleo y del gas.

Petrotecnia, premiada como mejor producto editorial

A finales de octubre último, se realizó la entrega de premios APTA RIZZUTO 2013-2014, que la Asociación de la Prensa Técnica y Especializada Argentina (APTA) otorga todos los años. Como es costumbre, el IAPG participó con *Petrotecnia* y nuevamente hemos recibido los siguientes premios:

- 1er. Premio Revistas de Instituciones para *Petrotecnia*
- 1er. Accésit Aviso Publicitario: "Orgullosos del Producto de nuestro suelo", YPF.
- 1er. Accésit Notas Técnicas INTI: "Arenas, más allá del acatamiento a las normas", Victoria Florencia Peñaranda.
- 1er. Accésit (Compartido) Notas Científicas: "Trazaadores en la fracturación hidráulica múltiple", Carlos Procak, Yamila Nuñez, Victoria de la Fuente y Carlos Somaruga.



Petrotecnia está considerada una de las mejores revistas técnicas de la industria del petróleo y del gas de habla hispana, y es para el IAPG una carta de presentación, a través de sus contenidos, de la gente que conforma este Instituto, no solo a través de su personal, sino de los profesionales que forman parte de las comisiones y que tan duro trabajan con nosotros todo el año.



Cursos de actualización 2015

Abril

NACE – Programa de Protección Catódica

Nivel 1: Ensayista de Protección Catódica

Instructores: *H. Albaya, G. Soto*

Fecha: 13 al 18 de abril. Lugar: Buenos Aires

NACE – Programa de Protección Catódica

Nivel 2: Técnico en Protección Catódica

Instructores: *H. Albaya, G. Soto*

Fecha: 20 al 25 de abril. Lugar: Buenos Aires

Ingeniería de reservorios

Instructor: *J. Rosbaco*

Fecha: 20 al 24 de abril. Lugar: Comodoro Rivadavia

Mayo

Seminario de la industria del petróleo y del gas y su terminología en inglés

Instructor: *F. D'Andrea*

Fecha: 20 y 27 de mayo. Lugar: Buenos Aires

Mediciones de gas natural

Instructor: *M. Zabala*

Fecha: 27 al 29 de mayo. Lugar: Buenos Aires

Junio

Introducción al *Project Management*. Oil & Gas

Instructores: *N. Polverini, F. Akselrad*

Fecha: 3 al 5 de junio. Lugar: Buenos Aires

Plantas de regulación de gas natural

Instructor: *M. Zabala*

Fecha: 15 al 16 de junio. Lugar: Buenos Aires

Introducción a los registros de pozo abierto

Instructor: *A. Khatchikian*

Fecha: 15 al 19 de junio. Lugar: Buenos Aires.

Introducción a la industria del petróleo

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

Fecha: 22 al 26 de junio. Lugar: Buenos Aires

RBCA - Caracterización y acciones correctivas basadas en el riesgo

Instructor: *A. Cerutti*

Fecha: 22 al 23 de junio. Lugar: Buenos Aires

La corrosión microbiológica: Aspectos básicos, casos y experimentos

Instructor: *M. F. de Romero*

Fecha: 29 de junio al 3 de julio. Lugar: Buenos Aires

Julio

Válvulas de control, de seguridad y reguladoras

Instructor: *M. Zabala*

Fecha: 7 al 8 de julio. Lugar: Buenos Aires

Métodos de levantamiento artificial

Instructores: *P. Subotovsky*

Fecha: 13 al 17 de julio. Lugar: Buenos Aires

Evaluación de proyectos 1. Teoría general

Instructor: *J. Rosbaco*

Fecha: 13 al 17 de julio. Lugar: Buenos Aires

Agosto

Introducción a la industria del gas

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

Fecha: 10 al 14 de agosto. Lugar: Buenos Aires

Decisiones estratégicas en la industria del petróleo y del gas

Instructor: *G. Francese*

Fecha: 11 al 12 de agosto. Lugar: Buenos Aires

Eficiencia energética en industrias de proceso

Instructoras: *A. Heins, S. Toccaceli*

Fecha: 13 y 14 de agosto. Lugar: Buenos Aires

Taller de análisis nodal

Instructores: *P. Subotovsky*

Fecha: 18 al 21 de agosto. Lugar: Buenos Aires

Mediciones en plantas de proceso para transferencia de custodia

Instructor: *M. Zabala*

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

Ingeniería de reservorios

Instructor: *J. Rosbaco*

Fecha: 24 al 28 de agosto. Lugar: Buenos Aires

Fusiones y adquisiciones petroleras

Instructor: *C. Garibaldi*

Fecha: 31 de agosto al 1º de septiembre.

Lugar: Buenos Aires

Septiembre

Negociación, influencia y resolución de conflictos

Instructor: *C. Garibaldi*

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

Términos contractuales y fiscales internacionales en E&P

Instructor: *C. Garibaldi*

Fecha: 7 al 8 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

Protección contra descargas eléctricas y puesta a tierra

Instructor: *D. Brudnick*

Fecha: 14 al 15 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

Documentación de ingeniería para proyectos y obras

Instructor: *D. Brudnick*

Fecha: 17 al 19 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

NACE – Programa de inspector de recubrimientos - Nivel 1

Instructores: *J. A. Padilla López-Méndez y*

A. Expósito Fernández

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

NACE – Programa de inspector de recubrimientos - Nivel 2

Instructores: *J. A. Padilla López-Méndez y*

A. Expósito Fernández

Fecha: 14 al 19 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

Interpretación avanzada de perfiles

Instructor: *A. Khatchikian*

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

ÍNDICE DE ANUNCIANTES

Abb	73	Medanito	100
Aesa	15	Metalurgica Albace	71
Agusti L.	46	Metalurgica Siam	26
Antares Naviera	43	Morken	95
AOG'15	81	Mwh Argentina	28
Axion Energy	49	Nabors International Argentina	27
Baker Hughes Argentina	35	Norpatagonica Lupatech	12
Bureau Veritas	75	Nov Msw	39
Chevron	69	Pan American Energy	Retiro de tapa
Compañía Mega	21	Petroconsult	107
Cummins Argentina	67	Pragmatica	36
Curso Corrosión IAPG	77	Programa Especializado en <i>Supply Chain Management</i>	77
Digesto Ambiental	123	Registros de Pozos	130
Electrificadora Del Valle	33	Schlumberger Argentina	13
Enarsa	31	Superior Energy Services	53
Ensi	29	Techint	23
Esferomatic	47	Tecna	41
Foro IAPG	132	Tecpetrol	Retiro de contratapa
Funcional	37	Total	9
Gabino Lockwood	51	Transmerquim Argentina	Contratapa
Ge Oil & Gas Products & Services Argentina	59	V y P Consultores	50 y 129
Giga	129	Wärtsila Argentina	89
Halliburton Argentina	19	Weatherford Argentina	63
Hotel Correntoso Lake&River	79	Wgc'15	101
IBC - International Bonded Couriers	97	Ypf	7
Ihs	65	Zoxi	16
Indura Argentina	55		
Iph	87	Suplemento estadístico	
Lufkin Argentina	57	Industrias Epta	Contratapa
Marshall Moffat	17	Ingeniería Sima	Retiración de tapa
Martelli Abogados	18	Texproil	Retiración de contratapa