

Xº Congreso de Exploración y Desarrollo de Reservas



Media sponsor de:



4to. Congreso Latinoamericano y 6to. Nacional de Seguridad, Salud Ocupacional y Ambiente en la Industria del Petróleo y del Gas



Hacer las cosas bien es la mejor manera de hacerlas

Somos la primera compañía privada integrada de energía de la región. Desde hace 20 años, invertimos, trabajamos y crecemos haciendo que otros crezcan.

Pan American
ENERGY



Comenzamos un 2019 vertiginoso con importantes noticias del mundo en lo que se refiere a la energía y a constantes cambios geopolíticos que son tan veloces como apasionantes. Quienes conocemos a fondo la industria sabemos de estos ciclos y contamos con la experiencia para afrontar los grandes desafíos.

En ese sentido, la industria del petróleo y del gas de nuestro país ha estado trabajando con firmeza este último año, en el que gran parte de las operadoras anunciaron su paso de piloto a desarrollo extendido en el no convencional, y a las mejoras de *know-how*, personal y tecnología para los campos maduros.

2018 estuvo lleno de una intensa actividad para el IAPG, que protagonizó con sus comisiones cada ámbito de la actividad de la industria. Luego de un evento de gran repercusión, como lo es la AOG Patagonia, realizada en octubre último en la ciudad de Neuquén, en noviembre tuvo lugar la décima edición de Conexplor.

En efecto, el X Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, realizado en la ciudad de Mendoza, puso el foco en la compleja tarea de buscar los hidrocarburos. A lo largo de una semana, con seis salas en paralelo y con el desarrollo de diferentes actividades, el evento más importante para las geociencias convocó a unas 400 personas, con la excelencia de los profesionales que asistieron y expusieron.

En este número de *Petrotecnia* ofrecemos, precisamente, los trabajos premiados en el congreso geológico. Además, una nota técnica dedicada a la eficiencia energética que, como solemos repetir, la consideramos una fuente de energía de gigantescas características. Tema que no dejaremos de lado en 2019, porque sabemos que la búsqueda de energía es tan importante como su cuidado. Ese es uno de nuestros objetivos.

Para los siguientes números, desde el IAPG y *Petrotecnia* apostaremos a lo largo de este año con todas las novedades técnicas del sector, junto con nuestros cursos y congresos, y esto será palpable sobre todo en la Argentina Oil & Gas Expo 2019, nuestra tradicional exposición, que se realizará en septiembre en el predio La Rural, y donde las principales empresas ya han reservado sitio.

Este año, la AOG 2019 estará acompañada por el 4° Congreso Latinoamericano y 6° Nacional de Seguridad, Salud Ocupacional y Ambiente, organizado por la Comisión de Seguridad, Salud y Ambiente que, bajo el lema “Experiencias innovadoras y sustentables en Seguridad, Salud y Ambiente”, pondrá el foco en compartir conocimientos y fomentar la innovación en un área tan sensible de la actividad de nuestra industria del petróleo y el gas, como lo es el cuidado de las personas y el ambiente, porque si bien estamos encaminados, aún queda muchísimo por hacer.

¡Hasta el próximo número!

Ernesto A. López Anadón



Tema de tapa

Xº Congreso de Exploración y Desarrollo de Reservas

Estadísticas

08 Los números del petróleo y del gas

Suplemento estadístico

Tema de tapa

10 Conexplo, un congreso de nivel mundial

Por *Ricardo Manoni*, Presidente del comité organizador del X Congreso de Exploración y Desarrollo de Reservas
Un repaso por los principales aspectos de Conexplo 2018, realizado en la ciudad de Mendoza, en noviembre último.

16 Crecimiento y conexión lateral de pliegues en la faja plegada y corrida del Subandino Sur de Argentina y Bolivia

Por *Pablo Giampaoli* y *Emilio Rojas Vera* (YPF S.A.)

Este trabajo combina técnicas de modelado estructural y geomorfológico aplicadas al tren de estructuras del eje San Antonio, para analizar el crecimiento y la conexión lateral de los pliegues y corrimientos que la conforman.

34 Extensión y desarrollo de reservorios de baja permeabilidad de yacimiento Campo Indio Fm. Magallanes (Maastrichtiano tardío - Daniano), Cuenca Austral Argentina

Por *Ernesto Aimar*, *Martin Cevallos*, *Alejandro Cangini*, *Federico Mas Cattapan* (CGC) y *Victor Vega* (V&G Exploration)

Se presentan aquí los resultados de la actividad realizada en el yacimiento Campo Indio desde finales de 2016, donde se perforaron 38 pozos, se duplicó el área de explotación y se quintuplicó la producción.

50 Análisis multivariable para la caracterización de fluidos y del sistema poral en la formación Vaca Muerta

Por *Carolina Bernhardt* y *Alberto Ortiz* (YPF S.A.), *Diego Gallart* (YTEC) y *Pablo Saldungaray* (Schlumberger)

El estudio de las propiedades de los *shales* a través de la resonancia magnética nuclear es cada vez más relevante. Observamos aquí el avance en adquisición, procesamiento y metodologías de interpretación de data T1 y T2 que ayuda a definir el sistema poral en tres pozos.

64 La tomografía como herramienta de interpretación

Por *Mario Profeta*, *Marcelo Roizman* (Geonodos), *Eduardo Trincherro* y *Luis Vernengo* (Pan American Energy)

El Modelo Tomográfico Procesado (MTP), como el aquí descrito, tiene carácter sísmico y brinda información interpretable para la zona indicada a partir de la misma superficie topográfica.

82 Método para calcular el volumen de roca estimulado (SRV) en la Fm. Vaca Muerta. Primera experiencia de sísmica 4D

Por *Federico Achilli*, *Gabriel Chao*, *Diego Rojas Arce* y *Yonatan Sanz Perl* (Total Austral); y *Christian Hubans* y *Abderrahim Lafram* (Total S.A., Francia)

La metodología de cálculo del volumen de roca simulado (SRV) se utiliza aquí para la formación Vaca Muerta. Se trata de la primera experiencia sísmica en 4D en Aguada Pichana Este (APE), el primer yacimiento de *dry gas* no convencional de la formación.

96 Efecto de la evolución del drawdown sobre la salud de la fractura hidráulica: ¿podemos predecirlo?

Por *Damián E. Hryb* (YPF S.A.)

En este trabajo se estudia el efecto de las variables que gobiernan la no degradación de la conductividad durante la vida productiva del pozo, mediante simulación geomecánica numérica. En particular, se simulan en detalle el contacto de la formación de apuntalante y la cara expuesta de la fractura durante la producción analizando los fenómenos de desprendimiento.

104 Caracterización de campos de deformación cortical mediante información geoespacial

Por *Leonardo D. Euillades y Pablo A. Euillades* (I CEDIAC, FI , UNCuyo y Conicet); *Martín Noguero, Nicolás Isuani y Patricia Rosell* (I CEDIAC – FI – UNCuyo)

En este estudio se presentan las nociones fundamentales de las denominadas técnicas interferométricas multitemporales (MT-DInSAR) que se emplean para la caracterización de la deformación de la corteza en relación con el volcanismo activo, la tectónica activa, los terremotos, los derrumbes y el movimiento de glaciares, entre otros.

110 Estudio cronoestratigráfico y evolución paleoambiental del jurásico inferior-medio en el engolfamiento de la Cuenca Neuquina

Por *Walter Brinkworth, Griselda Vocaturo, María Laura Loss, Enrique Matías Mortaloni, David Lorenzo Giunta y José Luis Massaferro* (YPF S.A.)

Este estudio analiza el impacto de un modelo conceptual regional en el desarrollo potencial de esta unidad a escalas de exploración y desarrollo. El modelo expone las relaciones cronoestratigráficas entre facies marinas profundas del Grupo Cuyo a escala de cuenca y abrirá nuevas oportunidades de exploración y desarrollo para este sistema de gas.

126 Análisis sismoestratigráfico de la Formación Vaca Muerta en el área Loma Jarillosa Este, Cuenca Neuquina

Por *Marina Garrone* (Universidad Nacional del Comahue)

Este trabajo está enfocado en la descripción, el análisis y la comprensión de los procesos geológicos que generaron la variabilidad de facies dentro de la Fm. Vaca Muerta, en el área Loma Jarillosa Este, con herramientas como la Interpretación Sísmica y la aplicación de los principios de estratigrafía secuencial.

134 A un siglo del descubrimiento de petróleo en Neuquén (1918-2018). Perspectivas sobre la matriz energética argentina

Por *Oswaldo Carbone y Adolfo Giusiano* (Universidad Nacional del Comahue), *Gustavo Vergani* (Pluspetrol S.A.) y *Matías Raviola*

El hallazgo de petróleo en Plaza Huincul en 1918 y la creación de YPF en 1922, marcaron la impronta de la industria petrolera argentina bajo la dirección de Enrique Mosconi, quien dirigió la primera empresa petrolera integrada estatal del mundo, que tuvo influencia en países de América Latina.

Nota técnica**144 ¿Cómo hacer un diagnóstico de los consumos a partir de la factura y reducir sus gastos en gas?**

Por *Leila Iannelli y Salvador Gil* (Gerencia de Distribución de ENARGAS y UNSAM)

Una guía para reconocer los principales ítems que conforma la factura del servicio en los hogares.

Actividades**148 Congresos y Jornadas**

2018 trajo nuevas oportunidades de alto nivel técnico para volver a reunir a los profesionales de la industria.

150 Cursos de actualización 2019

Aquí encontrarás los cursos profesionales y especializados más prestigiosos de la industria.

Novedades de la Industria**152****Índice de anunciantes****162**



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

Maipú 639, (C1006ACG) - Buenos Aires, Argentina

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

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

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

Staff

Director: Ernesto A. López Anadón

Editor general: Martín L. Kaindl

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

Asistentes del Departamento de Comunicaciones y Publicaciones:

Mirta Gómez y Romina Schommer

Departamento Comercial: Daniela Calzetti y María Elena Ricciardi

publicidad@petrotecnica.com.ar

Estadísticas: Roberto López

Corrector técnico: Enrique Kreibohm

Comisión de Publicaciones

Presidente: Eduardo Fernández

Miembros: Jorge Albano, Silvia Barredo, Jorge M. Buciak, Rubén Caligari, Carlos Casares, Carlos E. Cruz, Martín L. Kaindl, Alberto Khatchikian, Enrique Kreibohm, Guisela Masarik, Vicente Serra Marchese, Gabino Velasco

Diseño, diagramación y producción gráfica integral

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

PETROTECNIA se edita los meses de marzo, junio, agosto y noviembre, 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 LX N° 1 - 2019

ISSN 0031-6598

Tirada de esta edición: 2.500 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.

Adherida a la Asociación de Prensa Técnica Argentina.

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

© Hecho el depósito que marca la Ley 11.723.

Permitida su reproducción parcial citando a *Petrotecnica*.

Suscripciones

Argentina: Precio anual - 6 números: \$ 1600

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

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

Informes: suscripcion@petrotecnica.com.ar



Premio Apta-Rizzuto

- 1° Premio a la mejor revista de instituciones 2006, 2014
- 1° Premio a la mejor nota técnica-CONICET 2011, 2012, 2015, 2018
- 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 2018, 2010, 2008, 2007
- 1° Premio a la mejor revista técnica 1993 y 1999
- Accésit 2003, 2004, 2008, 2012, 2015, en el área de producto editorial de instituciones
- Accésit 2005, en el área de diseño de tapa
- Accésit 2008, 2012, 2013, nota periodística
- Accésit 2009, 2013, 2014, en el área publicidad
- Accésit 2009, nota técnica
- Accésit 2010, 2011, 2012, 2013, 2018 notas de bien público
- Accésit 2010, 2012, 2013, 2014, 2015, 2018 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
- 2° Accésit 2018, notas científicas
- 2° Accésit 2018, avisos publicitarios

Comisión Directiva 2018-2020

CARGO

Presidente

Vicepresidente 1°

Vicepresidente Downstream Petróleo

Vicepresidente Upstream Petróleo y Gas

Vicepresidente Downstream Gas

Vicepresidente Fabricación de Equipos y Materiales

Vicepresidente de Servicios de pozos

Vicepresidente Perforación y Terminación de Pozos

Secretario

Pro-Secretario

Tesorero

Pro-Tesorero

Vocal Titular

Vocal Suplente

Revisor Cuentas Titular

Revisor Cuentas Suplente

EMPRESA

SOCIO PERSONAL

YPF S.A.

SHELL C.A.P.S.A.

PAN AMERICAN ENERGY LLC. (PAE)

NATURGY BAN S.A.

SIDERCA S.A.I.C.

BOLLAND y CIA. S.A.

BAKER HUGHES ARGENTINA S.R.L.

PAMPA ENERGÍA S.A.

WINTERSHALL ENERGIA S.A.

TOTAL AUSTRAL S.A.

TECPETROL S.A.

CHEVRON ARGENTINA S.R.L.

TRANSPORTADORA DE GAS DEL SUR S.A. (TGS)

TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A. (TGN)

AXION ENERGY ARGENTINA S.A.

COMPAÑIA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A. (CGC)

PLUSPETROL S.A.

CAPSA/CAPEX - (COMPAÑIAS ASOCIADAS PETROLERAS S.A.)

METROGAS S.A.

CAMUZZI GAS PAMPEANA S.A.

SCHLUMBERGER ARGENTINA S.A.

HALLIBURTON ARGENTINA S.R.L.

EXXON MOBIL EXPLORATION ARGENTINA S.R.L.

PECOM SERVICIOS ENERGÍA S.A.

ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A.

SAN ANTONIO INTERNATIONAL S.A.

MEDANITO S.A.

WEATHERFORD INTERNATIONAL DE ARGENTINA S.A.

SINOPEC ARGENTINA EXPLORATION AND PRODUCTION, INC.

DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A. (ECOGAS)

PETROQUIMICA COMODORO RIVADAVIA S.A. (PCR)

REFINERIA DEL NORTE S.A. (REFINOR)

LITORAL GAS S.A.

RAFAEL G. ALBANESI S.A.

A- EVANGELISTA S.A. (AES)

CESVI ARGENTINA S.A.

PALMERO SAN LUIS S.A.

AGGREKO ARGENTINA S.R.L.

SOCIO PERSONAL

Titular

Ing. Ernesto López Anadón

Sra. Anabel Perrone

Lic. Teófilo Lacroze

Ing. Rodolfo Eduardo Berisso

Ing. Horacio Carlos Cristiani

Ing. Javier Mariano Martínez Álvarez

Ing. Marcelo Gerardo Gómez

Ing. Mariano Gargiulo

Ing. Horacio Turri

Cdor. Gustavo Albrecht

Sr. Dominique Marion

Sr. Pablo Carlos Ledesma

Dr. Dante M. Ramos

Ing. Oscar Sardi

Ing. Daniel Alejandro Ridelener

Ing. Luis Edgardo Fredes

Lic. Pablo Alejandro Chebli

Ing. Germán Patricio Macchi

Ing. Sergio Mario Raballo

Lic. Valeria Soifer

Lic. María Carmen Tettamanti

Ing. Gabriela Prete

Ingr. Fernando Rearte

Ing. Daniel Aníbal De Nigris

Ing. Gremes Cordero

Ing. Eduardo Tapia Alwayay

Lic. Walter Cristian Forwood

Ing. Margarita Esterman

Ing. Diego Amante

Lic. José Antonio Esteves (hijo)

Dr. Santiago Marfort

Ing. Miguel Ángel Torilo

Ing. Fernando Caratti

Ing. Ricardo Alberto Fraga

Sr. Armando Roberto Losón

Ing. Martín Emilio Guardiola

Ing. Gustavo Eduardo Brambati

Sr. Marcelo Horacio Luna

Cdor. Jorge Tomsin

Sr. Nino D. A. Barone

Alterno

Ing. Enrique Eduardo Roberto Smiles

Ing. Fernando José Villarreal

Ing. Martín Yáñez

Sr. Diego Schabes

Sr. Alejandro Kletzky

Sra. María Inés Sainz

Lic. Gustavo Oscar Peroni Martín

Lic. José Luis Fachal

Dra. Gabriela Roselló

Sr. Horacio Pizarro

Ing. Guillermo M. Rocchetti

Cdor. Rubén de Muria

Sr. Mario Yaniskowwski

Sr. José Alberto Montaldo

Ing. Daniel A. Santamarina

Sr. Edgardo Russo

Sr. Juan Pablo Vanini

Ing. Jorge M. Buciak

Ing. Patricia Laura Carcagno

Sr. Rodrigo Espinosa

Sr. Luis Corti

Sr. Héran Stockman

Sr. Damián Ciaccia

Dr. Diego Saralegui

Sr. Miguel Pesce

Ing. Héctor Denis Pi

Ing. Diego Grimaldi

Cont. Ricardo Armando Rodriguez

Ing. Federico Antonio Stopar

Geól. Mariano González Rithaud

Ing. Adrián Marcelo Burtnik

Ing. José María González



LA ENERGÍA QUE CONOCÉS,
LA QUE NO CONOCÉS
Y LA QUE NI TE IMAGINÁS.



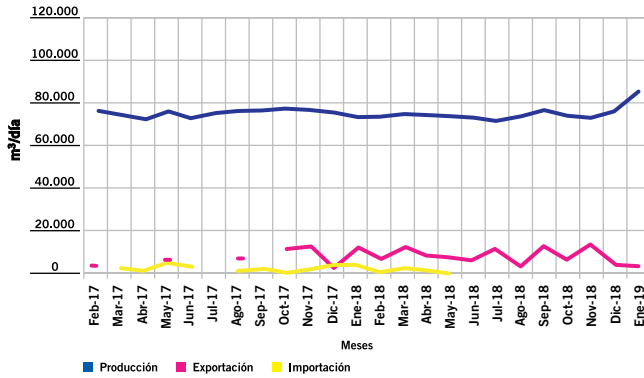
YPF
ENERGÍA QUE NOS UNE

LOS NÚMEROS DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

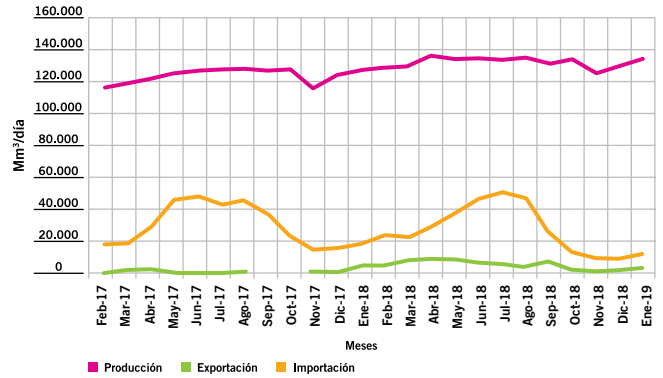


www.foroiapg.org.ar
 Ingrese al foro de la industria del petróleo y del gas

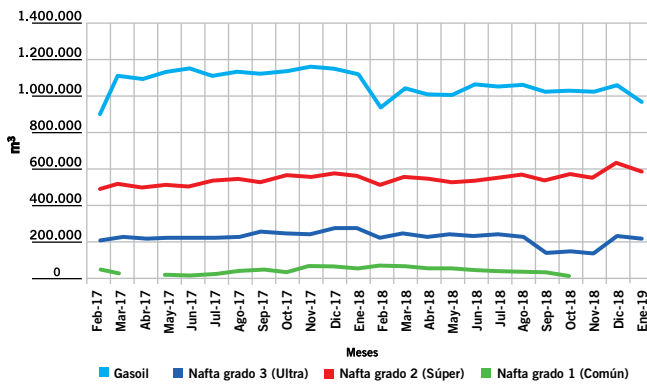
Producción de petróleo vs. importación y exportación



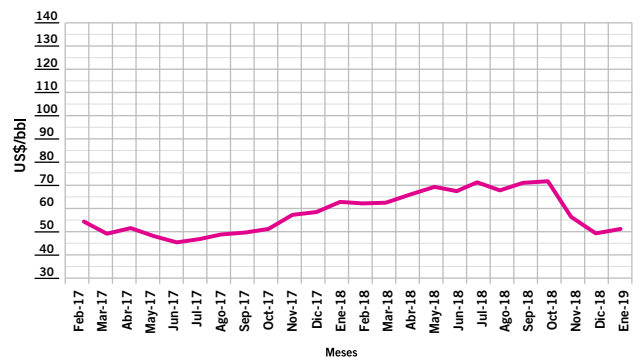
Producción de gas natural vs. importación y exportación



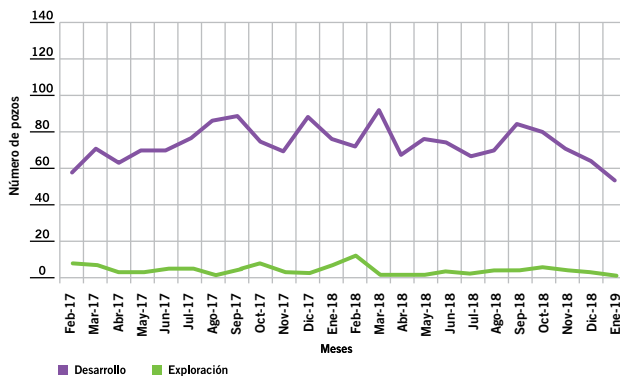
Ventas de los principales productos



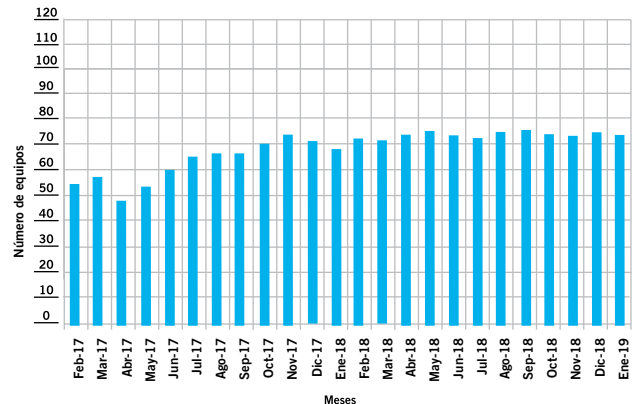
Precio del petróleo de referencia WTI



Pozos perforados



Cantidad de equipos en perforación



#MakeThingsBetter
total.com.ar

COMPROMETIDOS CON EL GAS NATURAL

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



TOTAL

COMMITTED TO BETTER ENERGY



Conexplo, un congreso de nivel mundial

Un repaso por los principales aspectos de Conexplo 2018, realizado en la ciudad de Mendoza, en noviembre último.

Por **Ricardo Manoni**, Presidente del Comité Organizador del Xº Congreso de Exploración y Desarrollo de Reservas (Conexplo 2018).



El X Congreso de Exploración y Desarrollo de Reservas (Conexplo 2018) fue, al igual que los últimos 16 años, el evento más importante del *upstream* de la industria petrolera. No solo congregó a más de 1.000 personas entre profesionales, técnicos, académicos, estudiantes y acompañantes, sino que reunió a experimentados geólogos, geofísicos e ingenieros y a jóvenes que están haciendo sus primeras experiencias en los hidrocarburos.

Además, asistieron grandes compañías petroleras operadoras y de servicios como pequeñas empresas que ofrecen sus conocimientos y su talento para revolucionar la actividad. Allí convivieron todas las temáticas, desde puntos de vistas académicos en las sesiones y los simposios, hasta la más variada oferta comercial en los stands.

Lo indudable es el nivel *world class* que caracterizó a sus participantes, tanto a los oradores como a los asistentes. Conexplo cada vez más es un congreso de nivel mundial.

Haber sido parte de la organización significó, desde el punto de vista profesional, un desafío de una enorme responsabilidad como cabeza de un extraordinario equipo de trabajo, formado por los referentes de la Comisión de Exploración y Desarrollo del IAPG. Sin semejante equipo,





Conexplor habría sido imposible. Desde el punto de vista personal, fue un hito en mi carrera nacional e internacional de 39 años en la Exploración y en *new ventures* para las oportunidades de proyectos de petróleo y gas.

Acerca de los temas que se trataron, a partir de los que se abordaron en el Conexplor previo, y al igual que en los dos congresos anteriores, los temas relacionados con el no convencional (*shale* y *tight*) fueron los tópicos más destacados. Las operaciones relacionadas con Vaca Muerta y con la Cuenca Neuquina son un modelo mundial comparable al desarrollo de *shale* en los Estados Unidos. Sin embargo, aparecieron novedades en materia tecnológica, como la Geomecánica y el manejo masivo de datos (Big Data, Internet Industrial de las Cosas, entre otros) que ya son una transformación en nuestra industria.

En este congreso hubo paneles de especial importancia, así como en la edición anterior fue un éxito la Transecta de la Formación Vaca Muerta. Las presentaciones en las salas de póster de Conexplor 2018 de cuatro gigantografías

de la Cuenca Neuquina y del Golfo San Jorge resultaron impactantes, una visita obligada para todos los asistentes al congreso.

También resultó novedosa y atractiva la presentación de muestras de coronas de rocas reservorios como complemento de los stands del libro *Rocas reservorio de las cuencas productivas argentinas*, del cual se lanzó la segunda edición en este congreso.

Como puntos más relevantes una vez concluido este esperado evento, podemos anotar:

- 1) El drástico aumento de las temáticas relacionadas con desarrollo, especialmente por el impacto del no convencional.
- 2) La inclusión del tema de las energías a partir del lema del Congreso "Energía y Sociedad, aliados inseparables".
- 3) La calidad de los trabajos del Congreso, las mesas redondas plenarias y la diversidad de temas que cada año se incorporan a Conexplor.



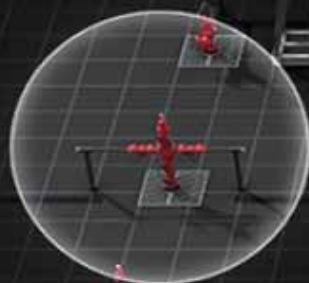
The Voice of the Oilfield™ Solution

Landmark.Solutions/VOF

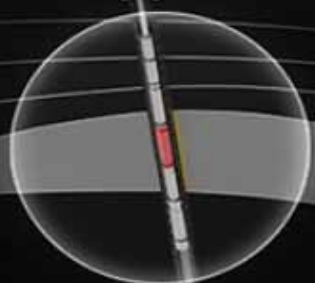


Optimización del consumo de energía
para ayudar en el **CONTROL DE COSTOS**

Ejecución por excepción para ayudar
a **MEJORAR LA EFICIENCIA**



Predicción de tiempos de
paro para ayudar a
**INCREMENTAR
LA PRODUCCIÓN**



Control de la caída de
presión en fondo para ayudar
a **MAXIMIZAR EL RECOBRO**

Desde miles de metros bajo la superficie,
su reservorio está tratando de decirle algo

Ganador del reconocimiento "Best Digital Transformation" en los World Oil Awards 2018



Y sobre todo, el destacado recambio generacional. Desde que comenzamos a preparar este X Congreso de Exploración y Desarrollo de Reservas, en 2014 aumentó notablemente la participación no solo de estudiantes, sino también de profesionales cada vez más jóvenes. Esto se potenció en la sesión de pósters en el concurso de la Asociación Europea de Geocientistas (EAGE), en la Salida de Campo y en la brillante presentación de la Comisión de Jóvenes Profesionales que explicaron a los futuros graduados sobre la naturaleza de su trabajo una vez que ingresan en una empresa de hidrocarburos, ya sea operadora, de servicio o un laboratorio. Y los ilustraron acerca de las expectativas que tienen los CEO de las grandes empresas acerca de los nuevos profesionales que se incorporarán a las empresas energéticas en el futuro inmediato.

Esperamos que estas generaciones renovadas nos acompañen en la preparación del próximo Conexplor.

Para ese entonces, buscaremos aumentar las actividades que fueron exitosas e incorporar la temática nueva que sin duda surgirá por la propia dinámica de demanda de la

industria. Obviamente, intentaremos ampliar la cantidad de trabajos, sesiones y asistentes. En una Argentina que esperamos que se consolide como productora de energía y generadora de trabajo, que haga a nuestro país de un referente internacional. Confiamos en que esto será así.

Estaremos atentos a los nuevos desarrollos y aplicaciones para que la tecnología genere nuevos impactos en el mundo económico.

Para el XI Congreso hemos buscado que la presidencia combine la representatividad de las empresas socias del IAPG, la experiencia y la trayectoria técnica, y que el Comité Organizador sea presidido por un especialista en Ciencias de la Tierra (geofísica, petrofísica o geofísica) como ha sido en oportunidades anteriores.

Y sumamos juventud, por ello la Comisión de Exploración y Desarrollo ha nombrado a la Licenciada en geología Claudia Borbolla (actualmente Geofísica Principal Senior de Exploración y *new ventures* en Total Austral) como presidente de esta nueva comisión, con una mirada renovada y el respaldo de su vasto conocimiento técnico. ■





a. marshall moffat®

Since 1952

Más de 60 años ofreciendo
prendas ignífugas
para protección contra arco
eléctrico y fuego repentino.

SEGURIDAD
& CALIDAD

Empresa certificada bajo normas:

ISO 9001 – 2015 | ISO 14001 – 2015 | OHSAS 18001 – 2007

A. Marshall Moffat S.A. Of. Central

Tel: (54 11) 4302-9333

Fax: (54 11) 4303-1287

Av. Reg. De Patricios 1959,
CP 1266, Capital Federal,
Buenos Aires.

Provincia de Neuquén

Tel: (0299) 443-6139

Cel: (0299) 15-405-4479

J.J. Lastra 448. CP 8300.
Pcia. de Neuquén,
Neuquén.

Provincia de Chubut

Tel: (0297) 448-3032

Cel: (0297) 15-472-4383

Augusto Cristanello 4165,
B.Industrial, Comodoro Rivadavia,
CP 9000, Pcia. de Chubut.



Consultas técnicas: 0800 222 1403

marshall@marshallmoffat.com | www.marshallmoffat.com

Cumpliendo con las siguientes Normas:

NFPA 70 E | NFPA 2112 | ASTM F1506 | ASTM D6413 | IRAM 3870 | IRAM 3904 | EN ISO 11612 | EN ISO 11611 | EN 61482



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





Crecimiento y conexión lateral de pliegues en la faja plegada y corrida del Subandino Sur de Argentina y Bolivia

Por **Pablo Giampaoli**
y **Emilio Rojas Vera** (YPF S.A.)

Este trabajo fue galardonado con el Premio Luis Rey en el 10° Congreso de Exploración y Desarrollo del IAPG, realizado en 2018 en la ciudad de Mendoza.

Este trabajo combina técnicas de modelado estructural y geomorfológico aplicadas al tren de estructuras del eje San Antonio para analizar el crecimiento y la conexión lateral de los pliegues y corrimientos que la conforman.

Introducción

Las sierras subandinas conforman un complejo sistema de cadenas montañosas longitudinales separadas por amplios valles sinclinales. constituyen la expresión superficial de una faja plegada y corrida activa que se extiende a lo largo del margen oriental de los Andes (Figura 1). Desde un punto de vista morfológico, las sierras corresponden a estructuras anticlinales y láminas de corrimiento, que durante las etapas iniciales de levantamiento fueron atravesadas por cursos fluviales antecedentes. Por lo general, los sinclinales son más anchos que los anticlinales y forman valles agrícolas atravesados por ríos longitudinales. La presencia de una zona de desacople estructural situada en las pelitas dúctiles de la Formación Los Monos (Figura 2) ocasiona que el diseño estructural en profundidad pueda ser diferente al observado en superficie (Aramayo Flores, 1989; Baby *et al.*, 1992; Starck *et al.*, 2002; Echavarría *et al.*, 2003). Sin embargo, la frecuente asociación espacial entre las estructuras someras y profundas permite inferir una fuerte relación genética entre ellas (Belotti *et al.*, 1995; Stark *et al.*, 2002) (Figura 3).

Este trabajo combina técnicas de modelado estructural y geomorfológico aplicadas al tren de estructuras del eje San Antonio para analizar el crecimiento y la conexión lateral de los pliegues y los corrimientos que la conforman. Esta cadena montañosa aloja varios de los yacimientos más productivos de esta región, que han servido de base para el desarrollo hidrocarburífero del subandino sur (Figura 4) (Kozłowski *et al.*, 2005). La metodología aplicada involucra la utilización de mapas geológicos de superficie y modelos de elevación digital, que fueron empleados para confeccionar secciones estructurales y mapas de la red de drenaje. También se elaboraron perfiles topográficos longitudinales para buscar evidencias de propagación lateral de los pliegues individuales y correspondencias entre la geometría estructural somera y profunda. La información litológica y estructural empleada en la confección de los mapas y los perfiles geológicos procede de un gran número de relevamientos de superficie efectuados durante diversas etapas de la historia exploratoria de esta región y fue contrastado con observaciones en imágenes satelitales.

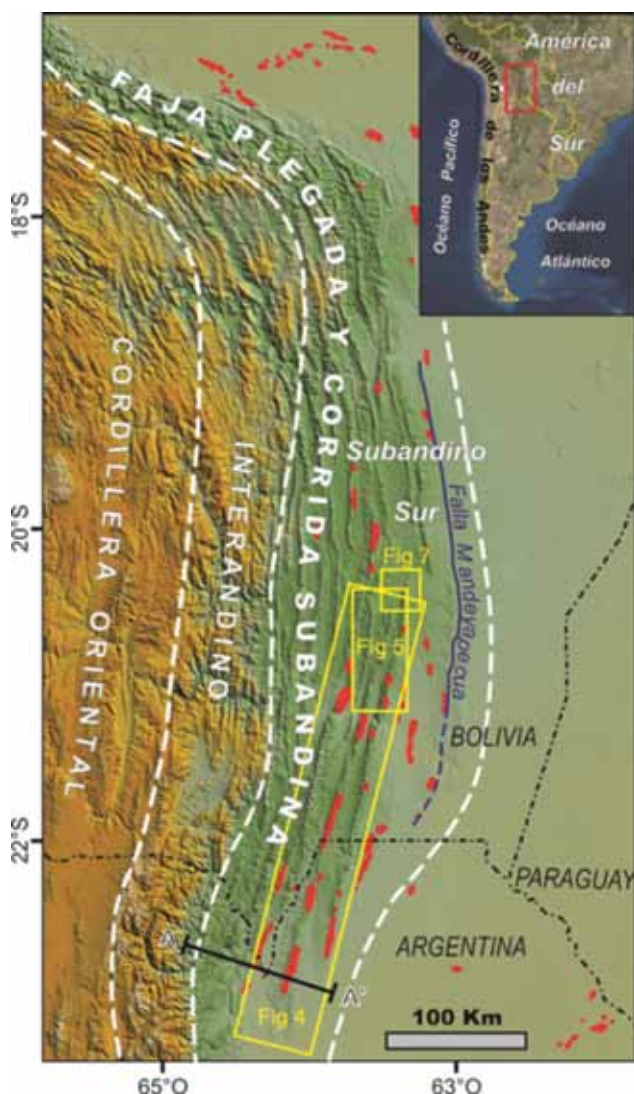


Figura 1. Mapa de ubicación de la faja plegada y corrida subandina. Las áreas rojas son los yacimientos hidrocarburíferos.

Contexto geológico-petrolero

Marco tectónico

La faja plegada y corrida del subandino sur se extiende sobre el sector externo del orógeno andino donde aparece como una franja de deformación de tipo epidérmica de ~150 km de ancho por ~600 km de largo (Figura 1). La franja está conformada por una serie de estructuras compresivas estrechas y alargadas en la dirección del rumbo que involucran secuencias paleozoicas a cenozoicas con un espesor mayor a los 12 km (Figura 2) (Mingramm *et al.* 1979; Baby *et al.* 1992; Belotti *et al.* 1995; Dunn *et al.* 1995). Estudios geodésicos recientes muestran que el frente de deformación actual se localiza sobre la falla de Mandeyapeca (Figura 1), la cual habría estado activa entre 1,5 y 0,15 Ma (Weiss *et al.*, 2015). Secciones sísmicas situadas al este de esta falla muestran que la superficie de despegue regional inclina 2-3,5° hacia el oeste (Dunn *et al.*, 1995; Starck *et al.*, 2002; Rocha y Cristallini, 2015).

En general las estructuras muestran un sentido de transporte hacia el este, evidenciado por la presencia de flancos frontales con alta inclinación o cortados por falla y limbos dorsales más suaves y continuos (Figura 3). Sin embargo, también es frecuente observar trenes de pliegues mayormente simétricos cuyos planos axiales pueden inclinar alternativamente hacia el este u oeste, sin evidenciar una dirección de transporte bien definida (Figura 4b).

Estratigrafía mecánica

La columna estratigráfica puede separarse en tres intervalos bien diferenciados: 1. basamento Pre-silúrico, 2. nivel estructural inferior y 3. nivel estructural superior, separados por sendas superficies de despegue (Belloti *et al.*, 1995; Stark, 1995, 1999) (Figura 2).

El primero se refiere al sustrato no-deformado de la faja plegada epidérmica, que estaría conformado por unidades anteriores al silúrico (Stark, 1999). El nivel estructural inferior está constituido por un paquete de ~2,5 km de espesor de secuencias silúricas y devónicas marinas cuya respuesta mecánica a la deformación determina la distribución y geometría de las estructuras de la faja plegada (Stark, 1995; Albariño *et al.*, 2002). De base a techo, la serie siluro-devónica se inicia con las pelitas de la Formación Kirusillas, de comportamiento dúctil y posible nivel de despegue basal; continúa con las cuarcitas y pelitas de las formaciones Santa Rosa, Icla y Huamampampa (Mingramm *et al.*, 1979; Aramayo Flores, 1989), de respuesta frágil y con desarrollo de fracturación penetrativa; y culmina en las pelitas de la

Formación Los Monos, de comportamiento mayormente dúctil, que actúa como nivel de despegue superior (Mingramm *et al.*, 1979; Baby *et al.*, 1992; Stark *et al.*, 2002).

El esquema se completa con los estratos del nivel estructural superior, de espesor variable por la presencia de discordancias erosivas, pero que en conjunto puede superar los 9 km de espesor (Figura 3). Este nivel estructural muestra un comportamiento mecánico competente cuya interacción con los procesos superficiales de erosión y sedimentación habría afectado el crecimiento y el desarrollo final de las estructuras que conforman las sierras. De base a techo este intervalo incluye (Figura 2): 1. areniscas devónicas de la Formación Iquiri; 2. conglomerados, areniscas y diamictitas carboníferas de los grupos Machareti y Mandiyuti (Harrington, 1922; Suárez-Sorucu, 2000); 3. areniscas, calizas y rocas volcánicas del Grupo Cuevo (Pérmico a Jurásico) (Schlatter y Nederlof, 1966); 4. areniscas eólicas y fluviales del Grupo Tacurú (Jurásico a Cretácico inferior) (Suárez-Sorucu, 2000); y 5. al menos 5 km de espesor de depósitos continentales cenozoicos reunidos dentro del Grupo Chaco (formaciones Petaca, Yecua, Tariquia, Guandacay y Emborozu) (Uba *et al.*, 2009). Cabe destacar que la parte más alta del Grupo Cuevo y la totalidad del Grupo Tacurú no tienen desarrollo en territorio argentino.

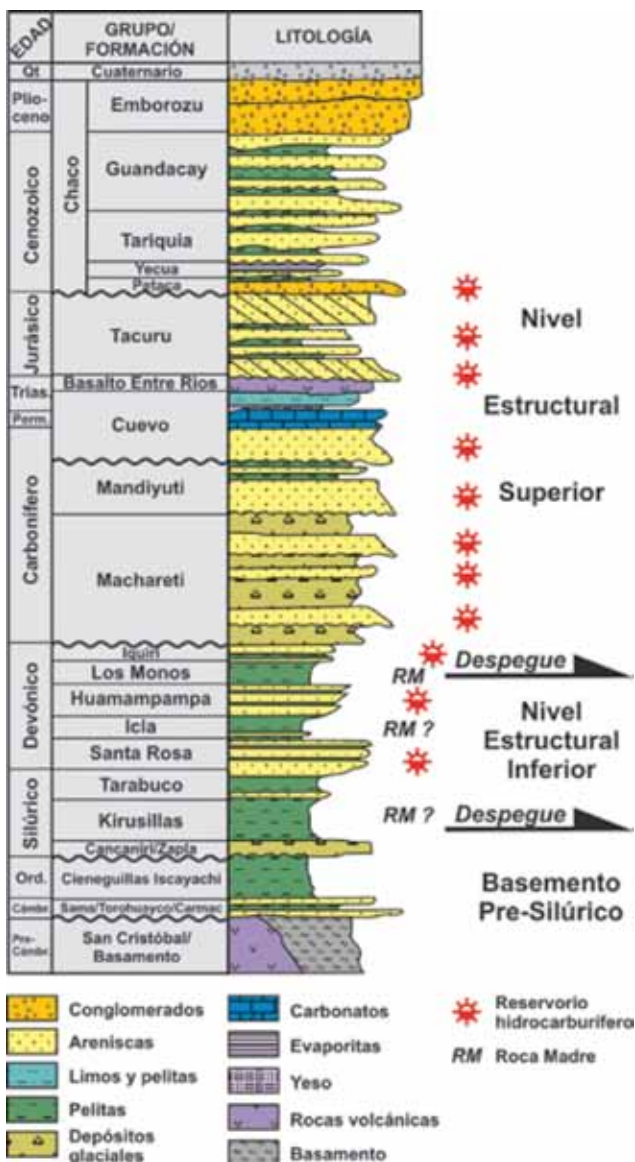


Figura 2. Columna estratigráfica del subandino sur de la Argentina y Bolivia.

Estilos estructurales

La geometría y la posición de las estructuras profundas puede diferir de la que se observa en superficie, debido a la desarmonía estructural ocasionada por el despegue y engrosamiento tectónico de las pelitas de la Formación Los Monos (Figuras 2 y 3) (Aramayo Flores, 1989; Baby *et al.*, 1992; Stark *et al.*, 2002; Kozłowski *et al.*, 2005). Sin embargo, la frecuente asociación espacial entre las estructuras someras y profundas sugiere una fuerte relación genética entre las mismas (Belloti *et al.*, 1995; Stark *et al.*, 2002).

Los anticlinales en superficie corresponden a pliegues concéntricos despegados de las pelitas de la Formación Los Monos, que aumentan varias veces su espesor normal sobre el núcleo de las estructuras (Figura 3). Las fallas inversas que cortan el eje de estos pliegues han sido interpretadas como corrimientos o retrocorrimientos tardíos que emergen de este nivel de despegue (Mingramm *et al.*, 1979; Baby *et al.*, 1992; Stark *et al.*, 2002). El despegue, el flujo dúctil y el engrosamiento interno de la Formación Los Monos puede estar relacionado a los siguientes fenómenos: 1. empuje de las escamas más occidentales; 2. transferencia de desplazamiento desde las estructuras subyacentes (duplex de techo pasivo; Belloti *et al.*, 1995; Dunn *et al.*, 1995), (3) sobrepresión ocasionada por la generación de hidrocarburos (Rocha y Cristallini, 2015), o una combinación de estos procesos.

Las estructuras profundas desarrolladas entre los niveles de despegue basal y superior han sido interpretadas de manera diferente según la calidad de la información sísmica disponible y de los datos locales aportados por los sondeos exploratorios (Figura 3). Las estructuras menos evolucionadas, situadas hacia el frente de deformación o en el hundimiento de las estructuras mayores, suelen mostrar una mejor imagen sísmica que las estructuras más complejas y con flancos empinados que dan forma a las sierras más elevadas. Las primeras son comúnmente descriptas, como

DESDE HACE MÁS DE 15 AÑOS, REFERENTES EN LA INDUSTRIA DEL GAS Y LA PETROQUÍMICA

Agregamos valor al gas natural a través de la separación y el fraccionamiento de sus componentes ricos.

Planta Separadora LLL - Vaca Muerta, NQN

Nuestros productos abastecen distintos mercados del mundo cumpliendo con los **estándares más exigentes de calidad internacional**.

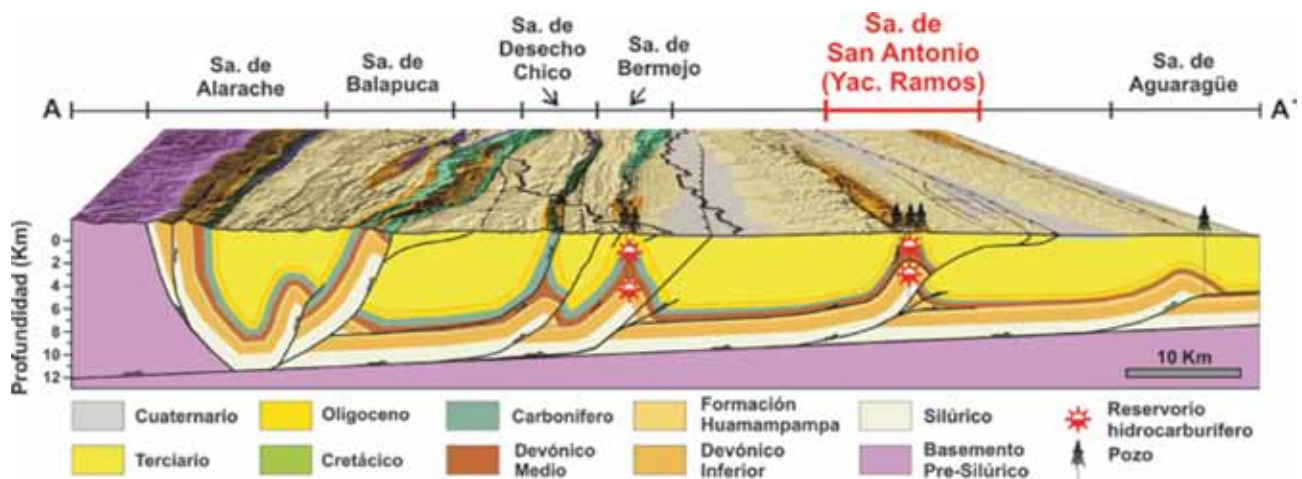


Figura 3. Corte estructural regional y plays petroleros (ver la ubicación en la figura 1).

pliegues por flexión de falla cortados por la propagación de la rampa superior (Dunn *et al.*, 1995; Kozłowski *et al.*, 2005) o como duplex de techo pasivo relacionados a la inserción de cuñas tectónicas (Baby *et al.*, 1992; Bellotti *et al.*, 1995). Este esquema se puede complicar sustancialmente en las estructuras más evolucionadas, debido al desarrollo de múltiples repeticiones o a la presencia de flancos frontales con altas inclinaciones e incluso rebatidos, que algunos autores han modelado como pliegues de propagación de falla transportados (Dunn *et al.*, 1995) o afectados por cizalla triangular (Hernández *et al.*, 2002, 2016).

Presencia de hidrocarburos

De acuerdo con la posición estratigráfica y estructural de los niveles reservorio involucrados es posible reconocer dos *plays* petroleros principales: Superior (asociado a las estructuras más superficiales) e Inferior (casi siempre relacionado a la deformación profunda) (Figuras 2 y 3).

El *play* Superior incluye los reservorios de edad Devónica superior a Cenozoica situados en el nivel estructural más alto (Formación Iquiri y grupos Macharetí, Mandiyutí, Cuevo, Tacurú y Chaco; Figuras 2 y 3). La roca madre principal corresponde a la Formación Los Monos (Moretti *et al.*, 1994; Disalvo y Villar, 1999), que alimentaría a las estructuras positivas a través de los estratos permeables suprayacentes y por las zonas de falla (Stark, 1999). La expulsión y la migración de los hidrocarburos sería simultánea a la formación de las trampas y estaría vinculada a la acumulación relativamente rápida de varios kilómetros de espesor de secuencias continentales sinorogénicas (Dunn *et al.*, 1995; Cruz *et al.*, 2002). Los reservorios tienen porosidad y permeabilidad primaria y estarían sellados por los estratos impermeables suprayacentes y/o por la yuxtaposición lateral con facies de no-reservorio. En general se trata de acumulaciones ricas en líquidos y atrapadas en anticlinales fallados (Stark, 1999; Cruz *et al.*, 2002).

El *play* Inferior abarca a los reservorios fracturados del Devónico inferior situados en el nivel estructura más profundo (formaciones Santa Rosa, Icla y Huamampampa; figuras 2 y 3). Además de una fuente en la Formación Los Monos, parte de los hidrocarburos atrapados pueden provenir de niveles generadores más profundos (Stark,

1999; Cruz *et al.*, 2002) que habrían retenido parte del gas expulsado para migar más tarde durante la formación de las estructuras (Rocha, comunicación verbal). Los reservorios son de muy baja porosidad primaria (3-5%) y su capacidad productiva depende enteramente de la intensidad y el grado de conectividad de la red de fracturas naturales que lo atraviesan. El sello principal corresponde a las pelitas de la Formación Los Monos, las cuales generalmente deben mostrar sobrepresión y estar engrosadas tectónicamente para poder soportar las altas columnas de gas subyacente (Vaamonde, 2002). Sellos verticales de menor espesor pueden aparecer separando secciones productivas con diferencias locales en la altura de los contactos hidrocarburo-agua. Las trampas se ubican en estructuras positivas complejas que pueden o no contener hidrocarburos en los reservorios del *play* Superior (Stark, 1999, 2002). Los volúmenes de hidrocarburos atrapados suelen ser bastante mayores que los contenidos en los niveles más someros y, el fluido predominante es gas con proporciones variables de condensado.

Descripción tectónica y geomorfológica del tren estructural San Antonio

El eje estructural San Antonio es una cadena montañosa de más de 300 km de longitud conformada por una serie de braquianticlinales alargados de rumbo NNE-SSO dispuestos en un arreglo escalonado de pliegues aislados a ligeramente superpuestos (Figura 4a). Los anticlinales pueden tener las crestas falladas y son mayormente simétricos, con ángulos interlimbares de entre 40° y 70° (pliegues cerrados; Tabla 1). El sentido de transporte general es hacia el antepaís, aunque localmente los planos axiales pueden inclinar con alto ángulo hacia el este (Figura 4b). Al norte de 21° S solo aflora el flanco occidental de la estructura de superficie, que aparece atravesada por un corrimiento de bajo ángulo y vergencia oriental (Figura 5). La geomorfología de estas estructuras corresponde a una cadena de sierras alargadas de orientación NNE-SSO flanqueada por valles sinclinales. Los tramos más elevados, con picos por encima de 1500 msnm, se sitúan sobre la mitad septentrional de la sierra y decrecen en dirección sur hasta 500 msnm.

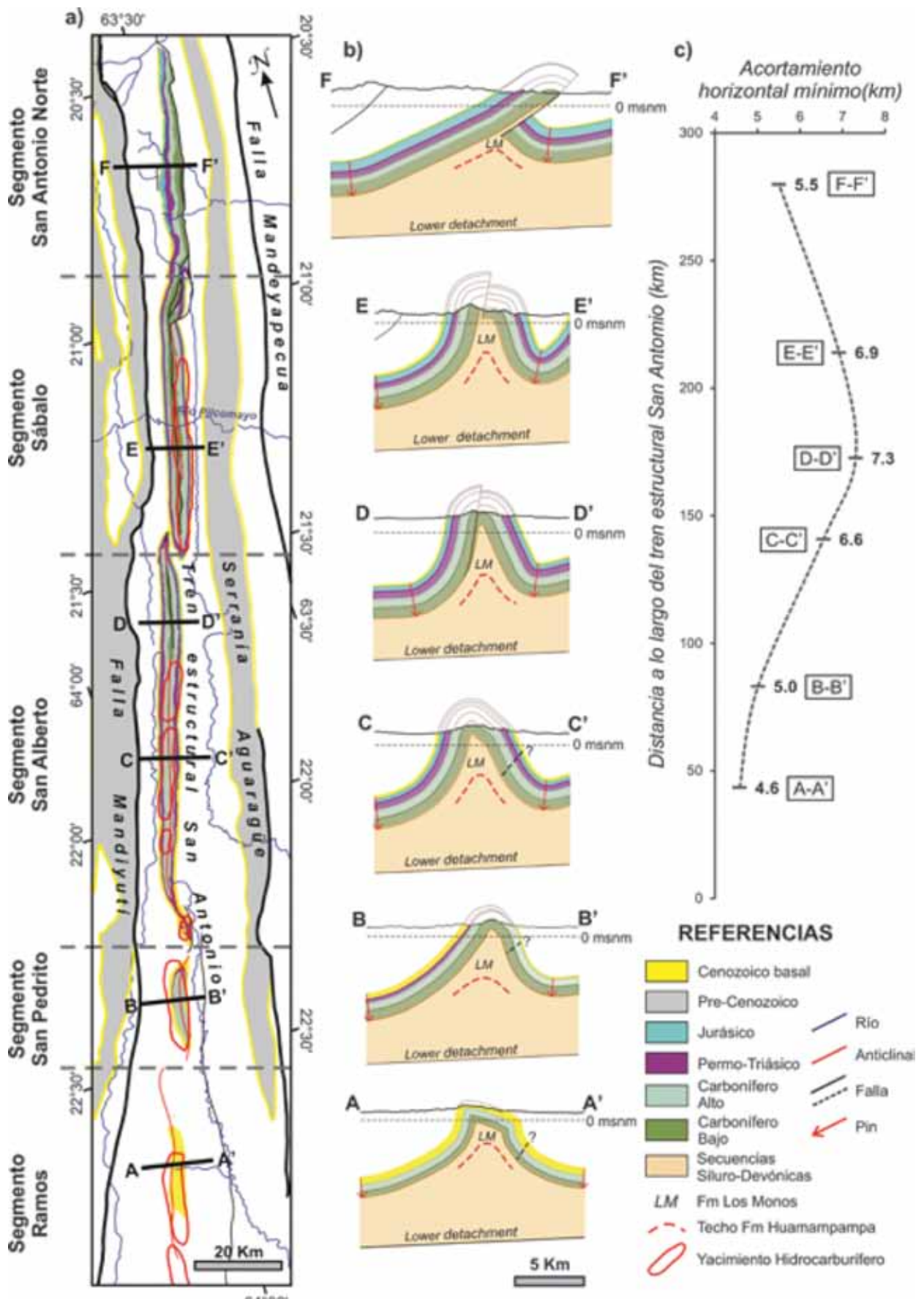


Figura 4. Estructura de la cadena montañosa San Antonio (ver la ubicación en la figura 1). a) Mapa geológico con los cursos fluviales principales. b) Secciones estructurales. c) Perfil de la distribución del acortamiento horizontal mínimo.

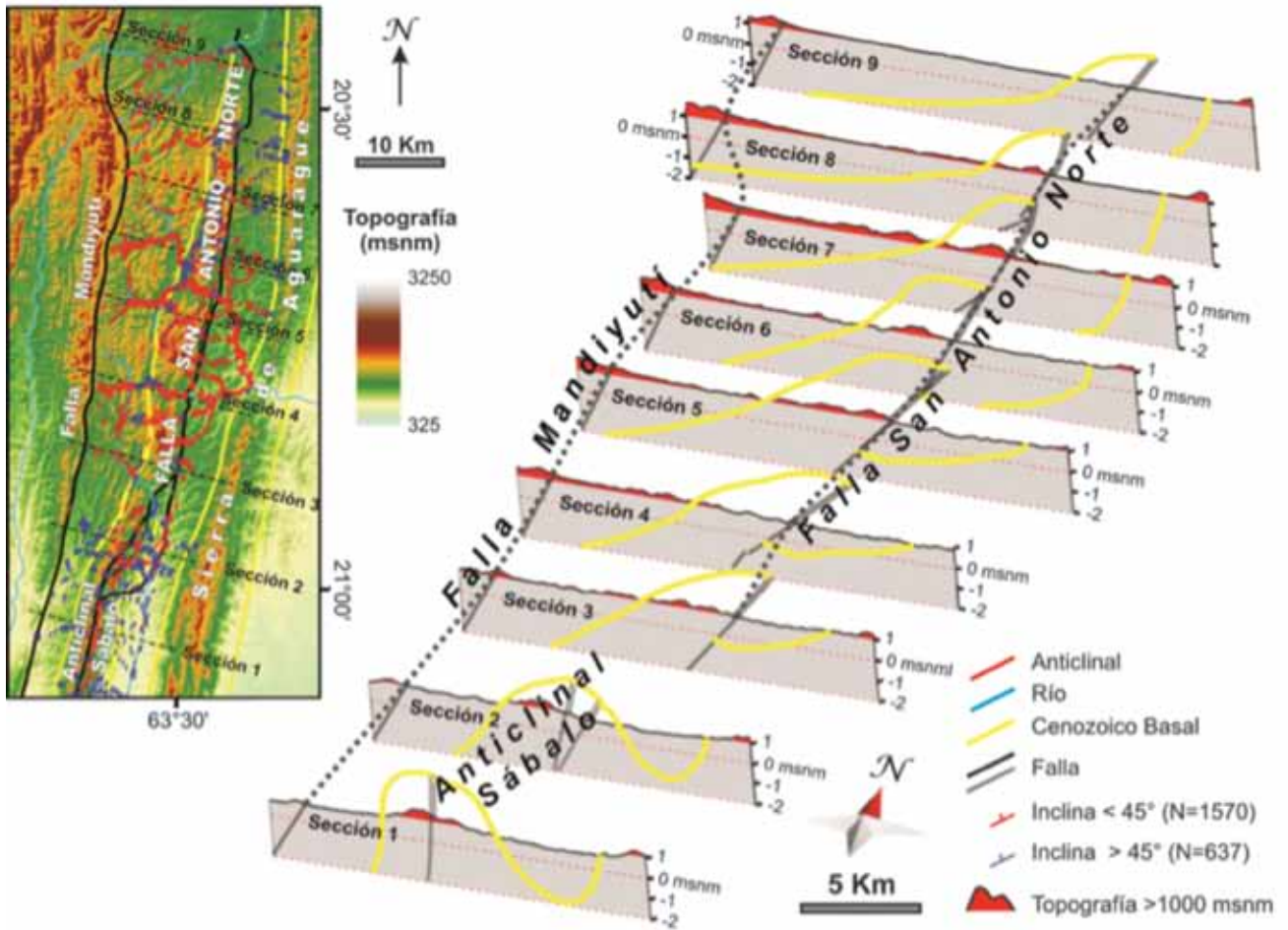


Figura 5. Transición entre un estilo estructural dominado por plegamiento a otro relacionado a corrimiento (ver la ubicación en la figura 1).

Al norte del anticlinal Sábalo, el relieve de valles y sierras es reemplazado por una topografía en forma de cuña que refleja el cambio de un estilo estructural dominado por pliegues a otro influenciado por corrimientos (Figura 5).

Segmentos estructurales

Las sierras que conforman el tren estructural de San Antonio están compuestas mayormente por rocas del Paleozoico superior, a excepción de la terminación sur, donde solo afloran términos inferiores del Cenozoico sobre el núcleo del anticlinal Ramos (Figuras 4a y 4b). El seguimiento de la silueta de esta capa Cenozoica basal (Formación Petaca y equivalentes laterales) permite delinear los siguientes segmentos estructurales individuales (de sur a norte): Ramos, San Pedrito, San Alberto, Sábalo y San Antonio Norte. En superficie, estos segmentos conforman anticlinales doblemente buzantes de largo y ancho variable. El plegamiento pierde definición en los anticlinales nucleados con depósitos cenozoicos. Sobre el sector sur, los anticlinales Ramos y San Pedrito tienen una longitud de 20 km y un ancho cercano a 3,7 km medidos sobre la capa cenozoica basal (Tabla 1, figuras 4a y 4b). Hacia el norte, tomando como referencia esta misma unidad, los anticlinales de San Alberto y Sábalo muestran un ancho de alrededor de 5,8 km con longitudes respectivas de 66

km y 97 km. Las conexiones entre las terminaciones de pliegues adyacentes son de tipo escalonado. El grado de conexión entre los segmentos estructurales crece en dirección norte desde uniones de tipo *soft-linked*, no-sobrepuestas a sobrepuestas, hasta una conexión de tipo *hard-linked* lateralmente integrada entre los segmentos Sábalo y San Antonio Norte.

Las secciones estructurales que cortan los distintos segmentos muestran que las características del plegamiento superficial son bastante uniformes a lo largo de esta cadena de sierras. Se trata de anticlinales cerrados y concéntricos cuyo plano axial es mayormente vertical, inclinándose con alto ángulo hacia el oeste en el sector sur, y hacia el este en el tramo central. Las crestas son redondeadas y los limbos mayormente planos. El promedio de inclinación de los flancos es de $60^\circ \pm 10^\circ$, los pliegues más cerrados son en el sector norte y algo abiertos hacia la terminación sur de la cadena montañosa (Tabla 1). La cresta del tramo norte del anticlinal San Alberto y la mayor parte de la culminación del anticlinal Sábalo están cortadas por fallas de alto ángulo y poco desplazamiento (Figuras 4a y b). En cambio, la estructura del segmento San Antonio Norte corresponde a un corrimiento de bajo ángulo y vergencia oriental que no está relacionado a un anticlinal en superficie (Figura 5).

La variación a lo largo del rumbo del acortamiento horizontal mínimo de las estructuras superficiales muestra

Apostamos
a una matriz
energética
con el gas
como
protagonista.

Estamos haciendo
realidad Vaca Muerta



Segmento	Sección	Inclinación promedio del flanco oeste (grados)	Inclinación promedio del flanco este	Ángulo interlimbar (grados)	Amplitud (km)	Largo (km)	Ancho (km)	Relación de aspecto	Acortamiento horizontal mínimo (km)
Ramos	A-A'	55	53	72	4,3	21	3,5	5,9	4,6
San Pedrito	B-B'	50	56	74	5,1	22	3,8	5,8	5,0
San Alberto	C-C'	72	64	44	5,6	97	5,6	17,3	6,6
	D-D'	70	71	39	5,7		5,0	19,4	7,3
Sábalo	E-E'	64	59	57	5,8	66	6,0	11,0	6,9
San Antonio Norte	F-F'	30	-	-	5,7	50	5,4	12,2	5,5

Tabla 1. Parámetros morfológicos y acortamiento horizontal mínimo de las estructuras del tren San Antonio.

una forma regular que alcanza un máximo de 7,3 km en la parte media del tren de pliegues y disminuye hasta 4,6 km y 5,5 km en los hundimientos sur y norte, respectivamente (Tabla 1 y Figura 4c). La contribución del fallamiento es poco significativa a lo largo del tramo dominado por plegamiento, pero da cuenta de la mayor parte al acortamiento total estimado para el segmento San Antonio Norte (Figuras 4b y 4c). La información de subsuelo disponible muestra que la Formación Huamampampa aparece a menor profundidad en el yacimiento Ramos en comparación con los otros anticlinales situados más al norte (Figura 4b). Esto se debe a una reducción en el espesor de la columna estratigráfica suprayacente ocasionada por la erosión relacionada a la formación del *rift* de la cuenca de Lomas de Olmedo (Belotti *et al.*, 1995; Cominguez y Ramos, 1995).

Diseños de drenaje y perfiles topográficos

El arreglo de los diseños de drenaje y la forma de los perfiles topográficos longitudinales fueron analizados para buscar evidencia de crecimiento lateral de los pliegues relacionados. Las redes fluviales fueron extraídas de modelos de elevación digital (DEM) de 30 m de resolución (ASTERTM Gdem) y contrastadas con información derivada de imágenes satelitales. El grado de definición de estos datos implica que solo los ríos y paleocauces más grandes serán reconocidos en este estudio y, en consecuencia, se puede introducir algún grado de error en las observaciones geomorfológicas.

De sur a norte, los segmentos que conforman el tren estructural de San Antonio muestran las siguientes características:

Segmento Ramos-San Pedrito

Las redes de drenaje desarrolladas sobre los flancos de las estructuras son dendríticas a paralelas producto de la similar resistencia a la erosión de los estratos cenozoicos subyacentes y la fuerte pendiente topográfica. El hundimiento norte del anticlinal San Pedrito está cortado por una falla de rumbo transversal a la estructura, que provoca una desviación local del río que corre por el valle sinclinal (Figura 6a). Hacia ambas terminaciones del segmento se observan diseños asimétricos en forma de tenedor que podrían ser indicativos de la propagación lateral del plegamiento (Jackson *et al.*, 1996; Keller *et al.*, 1999; Ramsey *et al.*, 2008; Bretis *et al.*, 2011). Sucesiones de valles abandonados, algunos de ellos curvos, han sido interpretados a lo largo de la cresta de este segmento y pueden vincularse también a los efectos del crecimiento longitudinal del anticlinal por debajo de los depósitos cenozoicos fácilmente erosionables (Bretis *et al.*, 2011). Los diagramas beta de la

actitud de los estratos situados en las cercanías de estos paleovalles muestran que los ejes del plegamiento hunden hacia la dirección de propagación inferida (Figura 6a). En cambio, sobre el núcleo del anticlinal San Pedrito afloran mayormente rocas Paleozoicas competentes que, por su mayor resistencia a la erosión, no desarrollan evidencias claras de desvío y migración lateral de los cauces fluviales. En este caso, se interpreta que la topografía estaría principalmente controlada por los contrastes de competencia de los estratos progresivamente exhumados, menos evidentes son los efectos de la amplificación y el crecimiento lateral de las estructuras en el diseño de las redes de drenaje.

El perfil topográfico a lo largo de la cresta de los anticlinales muestra que las elevaciones más altas ocurren en los afloramientos de rocas competentes paleozoicas situadas sobre el eje del segmento San Pedrito (Figura 6a). Los picos más elevados se ubican sobre la parte central del anticlinal y el relieve disminuye en dirección a las terminaciones del pliegue. A lo largo del segmento Ramos, la silueta del relieve topográfico permite delinear tres perfiles groseramente simétricos que podrían representar la variación en amplitud de anticlinales individuales en proceso de crecimiento y conexión lateral. La más elevada de estas estructuras es el anticlinal Ramos, donde se exponen las secuencias cenozoicas más antiguas que afloran en este segmento. La presencia de estas características topográficas sumadas al diseño asimétrico en forma de tenedor de la red de drenaje, con cauces abandonados curvos, pueden ser consideradas como evidencia fuerte de propagación lateral de los pliegues superficiales (Keller *et al.*, 1999; Ramsey *et al.*, 2008; Bretis *et al.*, 2011).

Segmento San Alberto

Hacia el norte, los valles adyacentes a las serranías se angostan y las estructuras muestran un mayor grado de erosión (Figura 6b). La mayoría de las rocas que afloran en el núcleo de los anticlinales corresponden a secuencias paleozoicas competentes y de alta inclinación. Los valles sinclinales muestran un diseño fluvial de tipo enrejado bien definido donde los cauces tributarios siguen la pendiente estructural y se unen con alto ángulo al canal principal, el cual corre paralelo al eje sinclinal. La cresta y el flanco oriental del anticlinal presentan una combinación de arreglos fluviales enrejado y rectangular donde los ríos más largos siguen la trayectoria de las fallas cretales, el rumbo de los estratos más débiles o la mayor pendiente estructural (Figura 6b).

El perfil topográfico que conecta las elevaciones mayores tiene una forma asimétrica, con la cresta desplazada hacia el norte, posiblemente relacionado a la actividad de

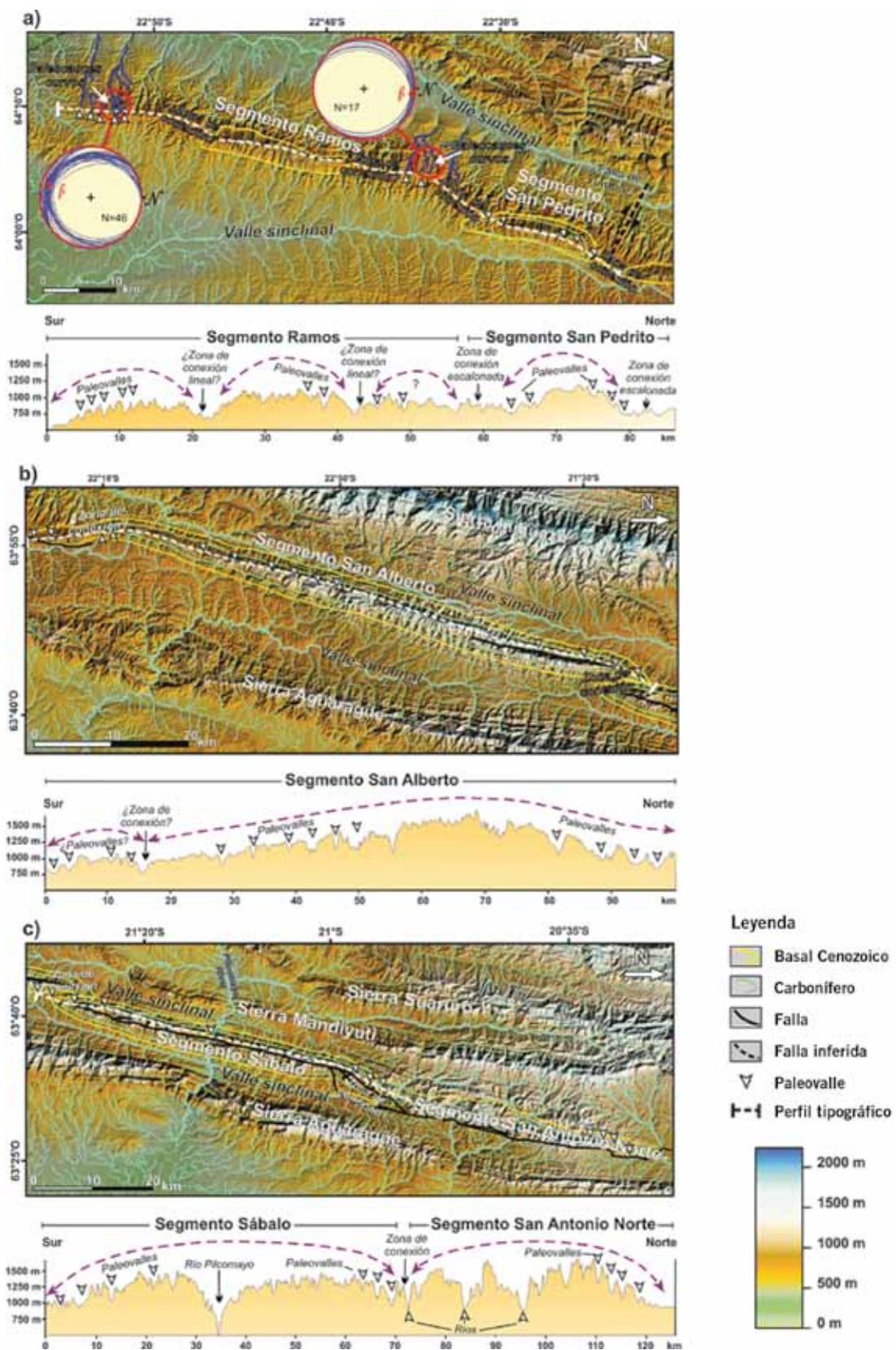


Figura 6. Rasgos geomorfológicos del tren estructural San Antonio. a) Mapa topográfico y perfil longitudinal de los segmentos Ramos y San Pedroito. La presencia de diseños fluviales asimétricos (azul) y sucesiones de paleovalles de elevación decreciente podrían ser indicativos de propagación lateral del plegamiento. b) Mapa topográfico y perfil longitudinal del segmento San Alberto. Los valles sinclinales se angostan y la red de drenaje cambia por la mayor influencia del plegamiento. La elevación del relieve disminuye hacia las terminaciones del pliegue y se reduce la altura del piso de los cauces abandonados. c) Mapa topográfico y perfil longitudinal de los segmentos Sábalo y San Antonio Norte. El pasaje de plegamiento parado a corrimiento de bajo ángulo queda reflejado en variaciones del relieve superficial y en el patrón del drenaje fluvial.

una falla crestal de alto ángulo. La silueta general del perfil muestra una disminución del relieve hacia las terminaciones del pliegue y una reducción progresiva en la altitud del piso de los valles abandonados (Figura 6b).

Segmentos Sábalo y San Antonio Norte

El pasaje de un estilo estructural dominado por plegamiento a otro relacionado a un corrimiento también queda reflejado en la geometría de la red de cauces tributarios y la forma del perfil longitudinal (Figura 6c). De forma similar a lo observado en el segmento San Alberto, la cresta y flancos del anticlinal Sábalo presentan un diseño de drenaje que puede describirse como una mezcla de arreglos enrejado y rectangular controlados por contrastes de competencia entre los tipos litológicos aflorantes y el desarrollo de fallas crestales. El río Pilcomayo es un curso de agua antecedente que corre transversal a la estructura, lo cual indica que su velocidad de erosión habría superado la tasa de levantamiento del anticlinal. Este curso de agua también cruza la sierra de Mandiyutí y otras cordilleras más al oeste gracias a la alta capacidad de erosión que le confiere un área de drenaje extensa (Rocha y Cristallini, 2015). Además, el bajo nivel de base del río Pilcomayo promueve la incisión de numerosos valles tributarios que dan lugar a una red de drenaje localmente más densa. La mayoría de las rocas expuestas sobre el núcleo fallado del anticlinal corresponden a estratos competentes paleozoicos de alta inclinación (Figuras 4a y 6c). Hacia la terminación septentrional de la sierra de San Antonio se incrementan tanto la elevación topográfica como la profundidad de la erosión fluvial. La diferencia entre la altura de los valles y picos montañosos aumenta desde ~200 m sobre el anticlinal Sábalo (excluyendo la profunda incisión del valle del río Pilcomayo) hasta ~400 m sobre el segmento San Antonio Norte. Esta última estructura es atravesada por un corrimiento de bajo ángulo, rumbo NNE-SSO y vergencia oriental que genera un relieve topográfico local distinto a la morfología de valles y sierras característica de los tramos descritos (Figura 5).

En el segmento San Antonio Norte, las alturas más elevadas no solo se corresponden con la faja de afloramientos de rocas paleozoicas, sino que también incluyen espesos paquetes de secuencias Cenozoicas expuestas en la espalda de la lámina de corrimiento. El valle sinclinal situado al pie del flanco oriental del anticlinal Sábalo finaliza en la unión entre los segmentos y, hacia el norte de la misma, la red de drenaje se orienta de manera transversal a la estructura, donde desarrolla un diseño dendrítico a rectangular (Figura 6c). Esta serranía es cortada por cursos de agua cuyas cabeceras erosionan los estratos cenozoicos del bloque alto y transportan los sedimentos hacia el antepaís o hacia el valle sinclinal que bordea el limbo este del anticlinal Sábalo.

A pesar de estar fuertemente afectado por la profunda incisión del valle del río Pilcomayo, el perfil longitudinal del segmento Sábalo presenta una forma ligeramente asimétrica y pueden observarse sucesiones de valles abandonados de elevación decreciente en dirección a las terminaciones del anticlinal. El perfil a lo largo del segmento San Antonio Norte tiene una forma más irregular, debido a la presencia de varios cauces mayores que cortan la sierra. Sin embargo, sobre el hundimiento norte de la serranía puede reconocerse una secuencia bien definida de valles colgados que acompañan el descenso del relieve topográfico.

Discusión

Las observaciones y las descripciones realizadas en las secciones previas de este trabajo han sido relacionadas con el contexto regional para investigar la evolución del crecimiento de las estructuras, la influencia de los procesos superficiales de erosión y sedimentación y su relación con la presencia de acumulaciones de hidrocarburos.

Evidencias de crecimiento lateral de pliegues

Keller *et al.* (1999) describen seis criterios geomorfológicos consistentes con la existencia de propagación lateral de un pliegue: 1) disminución en la densidad y el grado de disección de la red de drenaje, 2) disminución de la elevación de los valles abandonados, 3) disminución del relieve topográfico a lo largo de la cresta del pliegue, 4) desarrollo de un diseño de drenaje asimétrico con forma de tenedor, 5) deformación de depósitos y geoformas progresivamente más jóvenes y 6) disminución de la rotación e inclinación del limbo frontal. Entre estas pautas se considera que las evidencias más fuertes son la desviación de los canales de los ríos hacia la dirección del crecimiento y la presencia de series de valles colgados cuya elevación decrece hacia la terminación del pliegue (Keller *et al.*, 1999; Ramsey *et al.*, 2008). Un criterio adicional propuesto por Bretis *et al.* (2011) es la observación de paleovalles de forma curvada que se formarían cuando el río se desvía alrededor de la nariz del pliegue y forma un canal que luego se eleva por el crecimiento lateral de la estructura. Es importante señalar que, aunque se logre identificar uno o varios de los rasgos mencionados, puede resultar difícil distinguir entre la elongación verdadera del pliegue por crecimiento lateral y el alargamiento aparente, debido a la exposición progresiva de rocas resistentes cubiertas por estratos más débiles (Burbank *et al.*, 1999; Ramsey *et al.*, 2008).

La evidencia más clara de crecimiento lateral a lo largo del tren estructural de San Antonio se observa sobre las estructuras menos exhumadas situadas en la terminación austral del segmento Ramos (Figura 4). En esta región, la presencia de un sustrato conformado predominantemente por estratos cenozoicos menos litificados y más fáciles de erosionar permitió el desarrollo y preservación de características geomorfológicas diagnóstica como ser la forma de tenedor de la red de drenaje y la geometría arqueada de los canales abandonados (Figura 6a). Además, la disminución del relieve topográfico y de la altura del piso de los paleocauces fluviales desde la cresta del plegamiento hacia su terminación austral constituyen rasgos indicativos de elongación lateral hacia el sur. Un ejemplo reciente de desvío fluvial y formación de un canal abandonado curvo puede observarse sobre la terminación norte de la sierra de Aguargüe (Figura 7). En esta zona, el curso del río Cuevo se desvió hacia el norte como consecuencia del levantamiento y el crecimiento en esa dirección del plegamiento de superficie, dejando atrás un valle seco de forma arqueada que indicaría la posición pasada del hundimiento anticlinal.

En los otros segmentos estructurales del tren San Antonio, la presencia de afloramientos mayormente continuos de rocas paleozoicas duras, posiblemente fracturadas, sobre los núcleos de los pliegues dificulta el reconocimien-

NUEVO MODELO

RANDER



 CALZADO
DIELECTRICO



RANDER
GRAY



RANDER
BROWN

   FUNCIONAL
WWW.FUNCIONALWEB.COM

 **FUNCIONAL**

to de geoformas que puedan atribuirse directamente al crecimiento lateral del plegamiento. En estos casos, la evidencia de una posible propagación longitudinal de las estructuras se desprende de la inspección de los perfiles topográficos longitudinales, los cuales muestran una continua reducción del relieve hacia los puntos de conexión entre segmentos adyacentes, así como una disminución en la elevación de los valles abandonados (Figura 6).

Modos de conexión entre pliegues

El proceso de unión lateral durante la propagación lateral de pliegues contiguos ha sido investigado por Bretis *et al.* (2011). Los autores definieron tres escenarios posibles: 1) conexión lineal; 2) conexión escalonada; y 3) sin conexión. El modelado numérico de estas configuraciones muestra que son mecánicamente posibles y que el modo de conexión depende de la separación entre los pliegues en propagación (Grasemann y Schmalholz, 2012). La erosión y la acumulación de sedimentos, desde las zonas elevadas hacia los sinclinales adyacentes, favorece la elongación de los pliegues y permite la unión de perturbaciones inicialmente separadas (Collignon *et al.*, 2015). La transición entre estados conectados a no-conectados, sin la participación de procesos superficiales, ocurre cuando la separación entre pliegues originalmente aislados es ligeramente mayor a la mitad de la longitud de onda del plegamiento de baja amplitud (Grasemann y Schmalholz, 2012). Una reducción en el espesor del soterramiento, introducida por una pendiente topográfica, provoca una reducción en el distanciamiento mínimo por encima del cual los segmentos de pliegue no se conectan. En cambio, la erosión y la sedimentación local aumentan esa distancia y facilitan la unión entre segmentos con una separación mayor al umbral de conexión original (Collignon *et al.*, 2015).

Dentro del área de estudio, la distancia entre las trazas de los ejes anticlinales y sinclinales (medida sobre el mapa geológico o en las secciones estructurales) es superior a la

separación entre segmentos de pliegue adyacentes, lo cual habría favorecido la conexión entre los ellos durante el proceso de crecimiento lateral (Figuras 4a y 4b). Esto habría dado como resultado el desarrollo zonas de conexión evidenciadas por la presencia de quiebres en el rumbo de los anticlinales y/o por la existencia de bajos topográficos en los perfiles longitudinales (Figura 6). La unión entre los segmentos San Pedrito y Ramos tiene una geometría escalonada de tipo lateral derecho que conecta ejes anticlinales con una separación mayor a 5 km (Figura 6a). Esta conexión entre segmentos relativamente espaciados habría sido posibilitada por el amplio distanciamiento entre los sinclinales adyacentes y la presencia de una columna sedimentaria Cenozoica espesa. Los bajos topográficos que separan las estructuras a lo largo del segmento Ramos son interpretados como uniones de tipo lineal a ligeramente escalonadas que conectan pliegues individuales. La unión entre los anticlinales San Pedrito y San Alberto estaría representada por una zona de conexión escalonada de tipo lateral izquierdo que habría sido desplazada hacia el este por una probable falla de rumbo dextral que tuerce el hundimiento en superficie del anticlinal San Pedrito (Figura 6a). A pesar de la poca distancia de separación entre los ejes de los anticlinales San Alberto y Sábalo (~2,3 km) las terminaciones de los mismos se superponen por alrededor de 8 km antes de conectarse con un arreglo escalonado lateral derecho (Figura 6b). Esta configuración podría vincularse a una reducción por erosión del espesor de la columna sedimentaria que habría favorecido la elongación del plegamiento y disminuido la distancia crítica de conexión (Collignon *et al.*, 2015).

El aumento progresivo del nivel de exhumación hacia el norte del anticlinal Sábalo podría estar relacionado al cambio de estilo estructural entre pliegue-dominado y corrimiento-dominado (Figuras 5 y 6c). La conexión entre los segmentos Sábalo y San Antonio Norte muestra una configuración escalonada derecha compleja que sería consecuencia del pasaje entre los modos de deformación antes mencionado. En efecto, mientras que el flanco occidental de las estructuras muestra una continuidad a lo largo del rumbo de los afloramientos paleozoicos competentes, el limbo oriental del anticlinal Sábalo no traspasa la zona de unión y, en consecuencia, se espera que el pasaje hacia el bloque bajo del corrimiento San Antonio Norte se resuelva mediante fallamiento y plegamiento de difícil resolución geométrica (Figuras 5 y 6c).



Figura 7. Ejemplo actual de desviación del curso del río Cuevo causada por la propagación de la terminación norte de la Sierra de Aguaraque (ver la ubicación en la figura 1).

Estilos estructurales y modelo evolutivo

Los anticlinales que afloran en superficie han sido descritos como pliegues concéntricos, de crestas redondeadas, que despegan en las pelitas de la Formación Los Monos, las cuales incrementan su espesor de manera sustancial en los núcleos de las estructuras. Los ejes anticlinales suelen aparecer cortados por fallas inversas de alto ángulo que fueron interpretados como corrimientos o retrocorrimientos tardíos que emergen desde este nivel de despegue (Mingramm *et al.*, 1979; Baby *et al.*, 1992; Stark *et al.*, 2002). La presencia de esta unidad de comportamiento mecánico dúctil ocasiona que la deformación observada en superficie pueda estar parcialmente desacoplada de la que ocurre en profundidad (Dunn *et al.*, 1995; Stark *et al.*, 2002).

A lo largo del tren de estructuras del eje San Antonio, el plegamiento es marcadamente consistente en lo que respecta al ancho, la amplitud, la simetría y la inclinación promedio de los flancos (Tabla 1). Esto sugiere que no habría variaciones regionales significativas en la respuesta mecánica ante la deformación de las series carboníferas a cenozoicas. Por otra parte, el perfil de acortamiento para estas unidades (Figura 4c) muestra que la intensidad de la deformación alcanza valores máximos hacia la parte media de la cadena de pliegues y disminuye de manera gradual hacia sus terminaciones. Tomando como analogía los modelos de crecimiento de falla normales derivados del análisis de la distribución del desplazamiento (Walsh y Watterson, 1991), se puede inferir que el desarrollo de estas estructuras habría sido cinemáticamente interdependiente y que se habrían formado durante el mismo evento tectónico.

La figura 8 es un modelo evolutivo conceptual de la historia de crecimiento y conexión lateral de las estructuras superficiales que afloran a lo largo del eje estructural San Antonio. Durante el estadio inicial previo a la conexión, los pliegues de despegue son simétricos y muestran una baja relación de aspecto (cociente entre la longitud de la cresta y el ancho del pliegue). Con el avance de la deformación puede haber propagación lateral y conexión entre pliegues adyacentes y, en consecuencia, la relación de aspecto aumenta (Dubey y Cobbold 1977; Cosgrove y Ameen, 2000). A medida que el plegamiento se amplifica y comienza a bloquearse, el acortamiento se acomoda mediante el desarrollo de fallas inversas que generan anticlinales asimétricos (Burberry *et al.*, 2010). La variación en la intensidad de los procesos superficiales a lo largo de esta extensa cadena de estructuras (mayor erosión en los sectores elevados y mayor sedimentación en las cuencas sinclinales anchas) podría haber intensificado localmente la elongación y la unión lateral de pliegues (Collignon *et*

al., 2015), dificultando el reconocimiento de los procesos de migración lateral del plegamiento. Una consecuencia importante de este modelo conceptual es que los altos estructurales son preservados sobre la posición original de los núcleos de los pliegues individuales, mientras que las zonas de conexión entre ellos forman sillan sinclinales (Bretis *et al.*, 2011; Grasemann y Schmalholz, 2012).

Los valores de relación de aspecto referidos a la capa Cenozoica basal (Figura 4a y 4b) están controladas principalmente por los cambios en la longitud de los pliegues, ya que su ancho es poco variable (Tabla 1). Las relaciones de aspecto son cercanas a 6 en los pliegues situados hacia la terminación sur del tren estructural (segmentos Ramos y San Pedrito) y tienen valores de 18 y 11 en los anticlinales alargados que afloran más al norte (segmentos San Alberto y Sábalo, respectivamente). Podemos suponer de lo anterior que las estructuras incluidas en los segmentos Ramos y San Pedrito serían más jóvenes y/o estarían menos evolucionadas, pero en proceso de conexión lateral entre las mismas (Figuras 6a y 8). Por otro lado, los segmentos San Alberto y Sábalo corresponderían a pliegues anticlinales más maduros y evolucionados cuyo crecimiento en longitud habría sido favorecido por una mayor erosión de las crestas y escasa o nula sedimentación en los valles sinclinales adyacentes (Pichot y Nalpas, 2009; Collignon *et al.*, 2015) (Figuras 6b y 6c). Sobre el segmento San Antonio Norte, los procesos de erosión y exhumación habrían sido aún más intensos, y dieron lugar al desarrollo de un corrimiento de vergencia oriental que busca alcanzar el ángulo crítico de la cuña de Coulomb (Wu y McClay, 2011). En este sector, los cursos de agua transversales a la estructura transportarían los sedimentos hacia la cuenca de antepaís, reduciendo localmente el espesor de la cubierta sedimentaria frágil (Figuras 5 y 6c). Modelos análogos muestran que, bajo estas condiciones, el acortamiento se acomoda

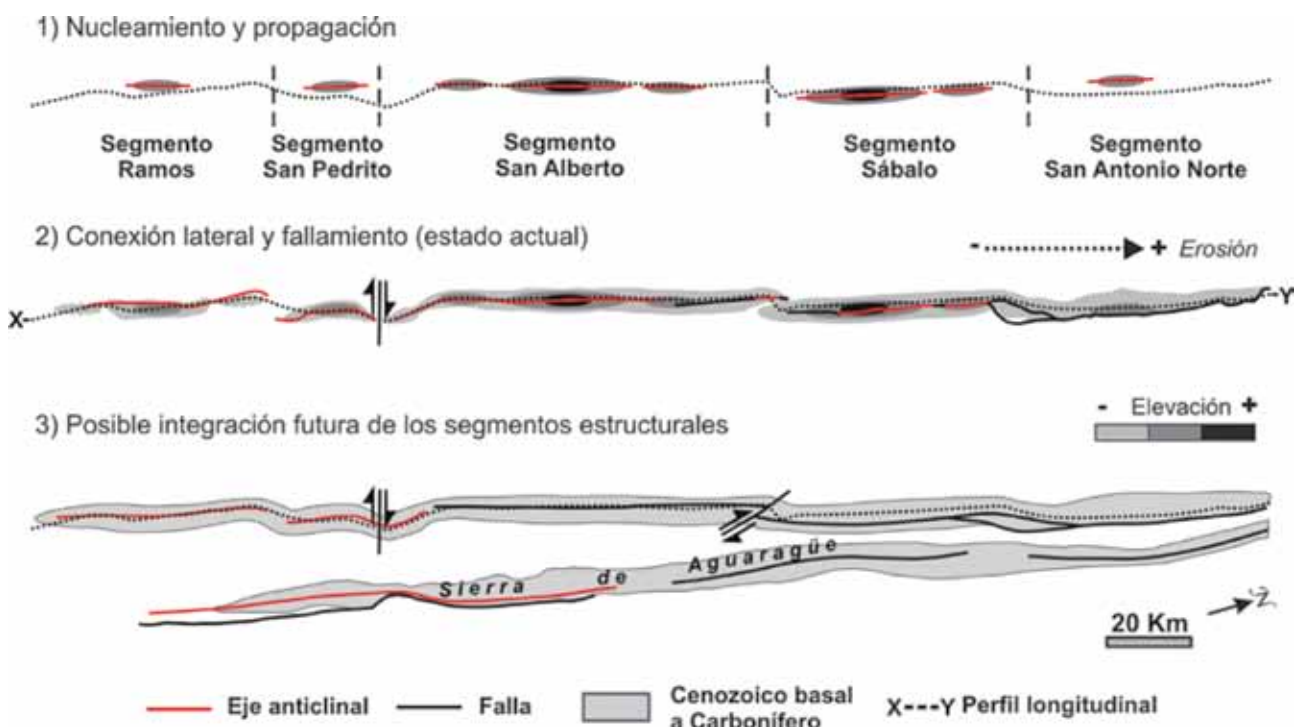


Figura 8. Modelo evolutivo conceptual del crecimiento y la conexión lateral de las estructuras superficiales a lo largo del tren estructural San Antonio

más eficientemente mediante fallamiento en lugar de plegamiento (Pichot y Nalpas, 2009; Wu y McClay, 2011). Un escenario hipotético futuro de mayor integración lateral y evolución de la deformación lograría reproducir las características estructurales observadas en otros partes de la faja plegada y corrida del subandino sur, como quiebres en los ejes anticlinales, uniones entre estructuras adyacentes y fallamiento asimétrico (Figura 8).

En relación con el impacto del crecimiento de las estructuras en el análisis de los sistemas petroleros, la presencia de numerosos campos productores de gas y petróleo en distintas partes del tren estructural (Figura 4a) sugiere que las variaciones en el crecimiento y la conectividad lateral de las estructuras son muy pequeñas en comparación con la escala de tiempo involucrada en la maduración de los hidrocarburos. Las fuertes inclinaciones en los flancos y la alta amplitud de los pliegues anticlinales (Figura 4b y Tabla 1) favorecieron el engrosamiento tectónico y sobreposición de la Formación Los Monos necesarias para contener las altas columnas de gas atrapadas en el *play* inferior (Vaamonde, 2002). Acumulaciones someras relacionadas al *play* superior pueden ocurrir tanto en los pliegues menos evolucionados y erosionados de baja relación de aspecto (por ejemplo, campos Ramos y San Pedro; Figuras 8 y 9), como en los anticlinales más alargados, conectados y exhumados de alta relación de aspecto. En estos últimos, las culminaciones iniciales se preservan a lo largo de la cresta del pliegue como altos estructurales locales (por ejemplo, yacimientos Macueta Sur, Macueta y San Alberto; Figuras 8 y 9). Estos criterios pueden ser aplicados en otras serranías de esta faja plegada y otras similares para lograr un mejor entendimiento de la distribución observada de los campos existentes y evaluar el potencial exploratorio de los segmentos estructurales no investigados.

Relación entre las estructuras superficiales y las trampas de hidrocarburos profundas

Los procesos de crecimiento y conexión lateral de pliegues pueden explicar la gran longitud del tren estructural de San Antonio (y otras cadenas de sierras similares) así como la forma sinusoidal del perfil longitudinal donde los altos topográficos alternan con tramos más bajos situados en las zonas de unión entre pliegues cercanos (Figura 9). La variación a lo largo del rumbo de la elevación del techo de la Formación Huamampampa (derivada de datos de pozos y profundidades informadas de los contactos gas-agua; Vaamonde, 2002) muestra una buena correlación con la distribución de las culminaciones y las depresiones topográficas observada en el perfil longitudinal. Esta correspondencia es particularmente clara en los segmentos Ramos y San Pedrito, donde la topografía de las crestas de los pliegues delinea la silueta de los yacimientos Chango Norte, Ramos y San Pedrito, a pesar de la variación en el espesor y posible desacople estructural relacionado al flujo dúctil de la Formación Los Monos (Stark *et al.*, 2002; Vaamonde, 2002). En las estructuras alargadas de San Alberto y Sábalo, la vinculación está encubierta por la actividad de fallas cretales y, en el caso del anticlinal Sábalo, por la profunda erosión del río Pilcomayo y sus tributarios. En ambas estructuras, sin embargo, el perfil topográfico sigue la pendiente estructural sur de los campos respectivos y la

posición de las zonas de conexión escalonadas coincide con la ubicación inferida de las sillas anticlinales profundas (Figura 9).

Esta relación entre la expresión morfológica de los pliegues superficiales y la geometría general de las estructuras profundas implica la existencia de una relación cinemática y mecánica entre las mismas que es solo parcialmente enmascarada por el desacople del nivel de despegue superior y los efectos de los procesos superficiales de erosión y sedimentación. En consecuencia, podemos inferir que las sillas que separan acumulaciones de hidrocarburos profundas pueden relacionarse con la posición de los bajos topográficos, mientras que las crestas de los anticlinales pueden corresponderse con las zonas más elevadas. Estas últimas serían los núcleos de las estructuras individuales que permanecieron altas durante la amplificación y crecimiento lateral de los anticlinales, mientras que las sillas entre los mismos pueden ser interpretadas como las zonas de conexión (lineal o escalonada) entre segmentos de pliegue adyacentes (Figuras 8 y 9).

Conclusiones

La forma de los pliegues en la faja plegada y corrida del subandino sur es el resultado de la historia de crecimiento, que a su vez es controlada por la interacción del pliegue en desarrollo con los procesos superficiales y la interferencia con otras estructuras. La combinación de criterios y técnicas estructurales y geomorfológicas permitió caracterizar los estilos de deformación y la evolución cinemática del tren estructural de San Antonio.

La distribución del acortamiento a lo largo de esta cadena de pliegues muestra que las estructuras son geoméricamente coherentes y cinemáticamente interdependientes. A pesar de que los pliegues pierden definición cuando están nucleados en depósitos cenozoicos, la presencia de diseños de drenaje asimétricos en forma de tenedor, palancaos curvos y series de valles abandonados de elevación decreciente constituyen rasgos geomorfológicos consistentes con la existencia de propagación lateral del plegamiento. Se identificaron conexiones de tipo escalonado en la unión entre los diferentes segmentos que conforman este tren estructural, mientras que zonas de conexión lineal fueron inferidas entre los pliegues que se ubican hacia la terminación austral de las serranías. El grado de conexión se incrementa en dirección norte desde terminaciones que se aproximan hasta uniones superpuestas y lateralmente fusionadas.

El incremento general de sur a norte en la intensidad de los procesos superficiales queda reflejado en cambios en la amplitud del plegamiento, modificaciones en la red de tributarios, incremento de la elevación promedio del terreno y exposición por erosión de estratos más antiguos. Este efecto sigue las variaciones de estilo estructural desde pliegues de baja a alta relación de aspecto hasta fallamiento asimétrico, posiblemente implicando una influencia de los procesos superficiales en la forma de los pliegues, grado de conexión entre los mismos y cambio a fallamiento de bajo ángulo. La integración de estas observaciones permitió visualizar un modelo evolutivo de las estructuras que se inicia con una etapa de nucleación y crecimiento de

INVENTING SMARTER WAYS TO BRING ENERGY TO THE WORLD

**BAKER
HUGHES**
a GE company



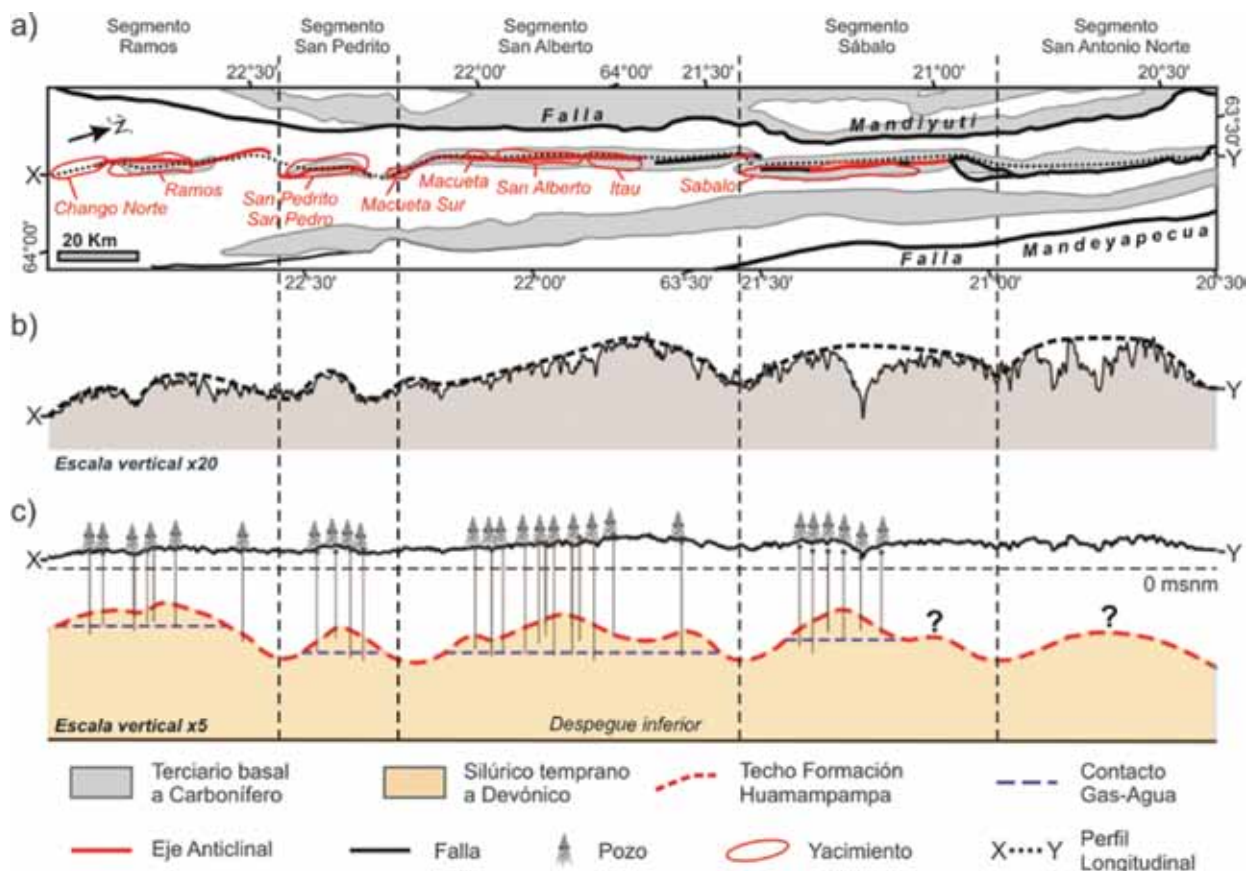


Figura 9. Correspondencias entre segmentos estructurales, relieve topográfico y geometría estructural profunda. a) Mapa geológico simplificado. b) Perfil topográfico longitudinal (escala vertical exagerada 20 veces). c) Sección estructural de rumbo con la altura de los contactos gas-agua (escala vertical exagerada 5 veces). Comparar la geometría del reservorio profundo con la forma general del perfil topográfico (línea gruesa de guiones).

pliegues aislados, seguida por una fase de conexión lateral y fallamiento inverso muy influenciada por los procesos superficiales. Puede observarse una correspondencia general entre la forma del perfil topográfico de la cadena montañosa, la presencia en superficie de segmentos de pliegues y la distribución de los yacimientos de hidrocarburos en el subsuelo.

Los criterios geomorfológicos y estructurales analizados en este trabajo y el modelo evolutivo derivado de los mismos pueden ser aplicados en otras serranías de esta faja plegada para identificar zonas con potencial exploratorio.

Agradecimiento

Agradecemos a las autoridades de YPF S.A. por autorizar la publicación de este trabajo. ■

Referencias Citadas

Albariño, L., A. Dalenz Farjat, L. Alvarez, R. Hernández y M. Pérez Leyton, 2002, "Las secuencias sedimentarias del Devónico en el Subandino Sur y el Chaco. Bolivia y Argentina", V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, CD Trabajos Técnicos 21 p., Mar del Plata, Argentina.

Aramayo Flores, R.F., 1989, "El cinturón plegado y sobrecorrido del norte argentino", Boletín de Informaciones Petroleras, Tercera Época, Año VI, N° 17, pp. 2-16, Buenos Aires.

Baby, P., G. Herail, R. Salinas y T. Sempere, 1992, "Geometry and kinematic evolution of passive roof duplexes deduced from section balancing: Example from the foreland thrust system of the southern Bolivia Subandean zone", *Tectonics*, v. 11, pp. 523-536.

Belotti, H.J., L.L. Sacavino y G.A. Schachner, 1995, "Structural styles and petroleum occurrence in the Sub-Andean fold and thrust belt of northern Argentina", en A. Tankard, R. Suarez S. y H. Welsink (eds.), *Petroleum Basins of South America*. AAPG, Memoir 62, pp. 545-555.

Bretis, B., N. Bartl y B. Grasemann, 2011, "Lateral fold growth and linkage in the Zagros fold and thrust belt (Kurdistan, NE Iraq)", *Basin Research*, v. 23, pp. 615-630.

Burbank, D. W., J. M. McLean, M. Bullen, K. Y. Abdrakhmatov y M. M. Miller, 1999, "Partitioning of intermontane basins by thrust-related folding, Tien Shan, Kyrgyzstan", *Basin Research*, v.11, pp. 75-92.

Burberry, C. M., J. W. Cosgrove y J. G. Liu, 2010, "A study of fold characteristics and deformation style using the evolution of the land surface: Zagros Simply Folded Belt, Iran", en P. Leturmy y C. Robin (eds.), *Tectonic and Stratigraphic Evolution of Zagros and Makran during the Mesozoic-Cenozoic*, Geological Society (London) Special Publication 330, pp. 139-154.

Collignon, M., N. Fernández y B. J. P. Kaus, 2015, "Influence of surface processes and initial topography on lateral fold growth and fold linkage mode", *Tectonics*, v. 34.

- Comínguez, A. H. y V. A. Ramos, 1995, "Geometry and seismic expression of the Cretaceous Salta rift system of northwestern Argentina", en A. J. Tankard, R. Suarez y H. J. Welsink, (eds.), *Petroleum Basins of South America: American Association of Petroleum Geologists Memoir 62*, pp. 545-555.
- Cosgrove, J. W. y M. S. Ameen, 2000, "A comparison of the geometry, spatial organization and fracture patterns associated with forced folds and buckle folds", en J. W. Cosgrove y M. S. Ameen (eds.), *Forced Folds and Fractures*, Geological Society (London) Special Publication 169, pp. 7-21.
- Cruz, C. E., C. A. Sylwan y H. J. Villar, 2002, "La cuenca de Tarija, Bolivia y Noroeste de Argentina: ¿Sistema petrolero único o múltiples sistemas petroleros?" V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, CD Trabajos Técnicos 21 p., Mar del Plata, Argentina.
- Disalvo, A. y H.J. Villar, 1999, "Los Sistemas Petrolíferos del Area Oriental de la Cuenca Paleozoica Noroeste, Argentina", IV Congreso Exploración y Desarrollo Hidrocarburos, IAPG, Actas I, pp.83-100. Mar del Plata, Argentina.
- Dubey, A. K. y P. R. Cobbold, 1977, "Non-cylindrical flexural slip folds in nature and experiment", *Tectonics*, v. 38, pp. 223-239.
- Dunn, J. F., K. G. Hartshorn y P. W. Hartshorn, 1995, "Structural styles and hydrocarbon potential of the Sub-Andean thrust belt of southern Bolivia", en A. J. Tankard, R. Suárez Soruco y H. J. Welsink, (eds.), *Petroleum Basins of South America: AAPG, Memoir 62*, pp. 523-453.
- Echavarría, L., R. Hernández, R. A. Allmendinger y J. Reynolds, 2003, "Subandean thrust and fold belt of northwestern Argentina: Geometry and timing of the Andean evolution", *AAPG Bulletin*, v. 87, no. 6, p. 965-985.
- Grasemann, B., and S. M. Schmalholz, 2012, "Lateral fold growth and fold linkage", *Geology*, v. 40, pp. 1039-1042.
- Harrington, G. L., 1922, "North end Aguaragüe range from Camatindi to Cuevo quebrada", Informe interno Standard Oil Co. Bolivia, No 15.
- Hernández, R., L. Echavarría, R. Allmendinger, J. Reynolds y T. Jordan, 2002, "La faja plegada y corrida subandina del noroeste argentino. Secuencias precrecimiento y crecimiento, geometría estructural y tiempo de evolución de los Andes", V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, CD Trabajos Técnicos 25 p., Mar del Plata, Argentina.
- Hernández, R., A. Céspedes, M. Dellmans, M. A. Pérez Leyton y A. Dalenz Farjat, 2016, "Nuevas consideraciones sobre el modelo de deformación en la Sierra de Aguaragüe", XXII Congreso Geológico Boliviano, Memorias 7 p., Santa Cruz de la Sierra, Bolivia.
- Jackson, J., R. Norris y J. Youngson, 1996, "The structural evolution of active fault and fold systems in central Otago, New Zealand: evidence revealed by drainage patterns", *Journal of Structural Geology*, v. 18, p. 217-234.
- Keller, E. A., L. Gurrola y T. E. Tierney, 1999, "Geomorphic criteria to determine direction of lateral propagation of reverse faulting and folding", *Geology*, v. 27, No 6, pp. 515-518.
- Kozłowski, E., F. Aramayo Flores y C. Hofmann, 2005, "Gas en el Devónico de las Sierras Subandinas, Provincia de Salta, Argentina", en E. Kozłowski, G. Vergani y A. Boll (eds.), *Las Trampas de Hidrocarburos en las Cuencas Productivas de Argentina*, Simposio del VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, pp. 17-35. Mar del Plata, Argentina.
- Mingramm, A., A. Russo, A. Pozzo y L. Cazau, 1979, "Sierras Subandinas", en J. C. M. Turner (ed.), *Geología Regional Argentina*, Academia Nacional de Ciencias, v. 1, pp. 95-138, Córdoba.
- Moretti, I., E. Diaz, G. Montemurro, E. Aguilera y M. Pérez, 1994, "Las Rocas Madre de Bolivia y su Potencial Petrolífero: Subandino-Madre de Dios-Chaco", *Revista Técnica YPF*, v. 15, pp. 293-317.
- Pichot, T. y T. Nalpas, 2009, "Influence of synkinematic sedimentation in a thrust system with two decollement levels: analogue modeling", *Tectonophysics*, v. 473, pp. 466-475.
- Ramsey, L. A., R. T. Walker y J. Jackson, 2008, "Fold evolution and drainage development in the Zagros mountains of Fars province, SE Iran", *Basin Research*, v. 20, pp. 23-48.
- Rocha, E. y E. O. Cristallini, 2015, "Controls on structural styles along the deformation front of the Subandean zone of southern Bolivia", *Journal of Structural Geology*, v. 73, pp. 83-95.
- Schlatter, L. E. y M. H. Nederlof, 1966, "Bosquejo de la geología y paleogeografía de Bolivia", Servicio Geológico de Bolivia, Boletín, no. 8, pp. 1-49.
- Starck, D., 1995, "Silurian-Jurassic stratigraphy and basin evolution of northwestern Argentina", en A. J. Tankard, R. Suarez Soruco y H. J. Welsink, (eds.), *Petroleum Basins of South America: AAPG Memoir 62*, pp. 251-268.
- Starck, D., 1999, "Los sistemas petroleros de la Cuenca de Tarija", IV Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Acta, pp. 63-82, Mar del Plata, Argentina.
- Starck, D., L. Constantini y A. Schulz, 2002, "Análisis de algunos aspectos geométricos y evolutivos de las estructuras de la faja plegada Subandina del norte de Argentina y el sur de Bolivia", V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, CD Trabajos Técnicos 15 p. Mar del Plata, Argentina.
- Suárez Soruco, R., 2000, "Cordillera Oriental", en R. Suárez Soruco, (ed.), *Compendio de Geología de Bolivia*, Revista Técnica de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, v. 18, No 1-2, pp. 39-77.
- Uba, C. E., J. Kley, M. R. Strecker y A. K. Schmitt, 2009, "Unsteady evolution of the Bolivian Subandean thrust belt: The role of enhanced erosion and clastic wedge progradation", *Earth and Planetary Science Letters*, v. 281, pp. 134-146.
- Vaamonde, D., 2002, "La Formación Los Monos: su capacidad como roca sello", V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, CD Trabajos Técnicos 9 p., Mar del Plata.
- Walsh, J. J. y J. Watterson, 1991, "Geometric and kinematic coherence and scale effects in normal fault systems", en A. M. Roberts, G. Yielding y B. Freeman (eds.), *The geometry of normal faults*, Geological Society (London) Special Publication 56, pp. 193-206.
- Weiss, J. R., B. A. Brooks, J. R. Arrowsmith y G. Vergani, 2015, "Spatial and temporal distribution of deformation at the front of the Andean orogenic wedge in southern Bolivia", *Journal of Geophysical Research of Solid Earth*, v. 120, No 3, pp. 1909-1931.
- Wu, J. E. y K. R. McClay, 2011, "Two-dimensional analog modeling of fold and thrust belts: Dynamic interactions with syncontractional sedimentation and erosion", en K. McClay, J. H. Shaw y J. Suppe, (eds.), *Thrust fault-related folding*, AAPG Memoir 94, pp. 301-333.



Extensión y desarrollo de reservorios de baja permeabilidad de yacimiento Campo Indio Fm. Magallanes

(Maastrichtiano tardío - Daniano), Cuenca Austral Argentina

Por *Ernesto Aimar, Martin Cevallos, Alejandro Cangini, Federico Mas Cattapan* (CGC) y *Víctor Vega* (V&G Exploration)



En este trabajo se presentan los resultados de la actividad realizada en el yacimiento Campo Indio desde finales de 2016, donde se perforaron 38 pozos, se duplico el área de explotación y se quintuplico la producción de Campo Indio.

Introducción

El yacimiento Campo Indio se encuentra a 140 km de la ciudad de Río Gallegos, ubicado en la porción centro-sur de la provincia de Santa Cruz, en la región morfoestructural de la cuenca Austral denominada Talud (Saccavino *et al.*, 2005) (Figura 1). Descubierta en 1994 por Quintana con el pozo CI.x-1, el campo produjo inicialmente de la Fm. Springhill (Valanginiano) y los reservorios de la Fm. Magallanes Inferior (Maastrichtiano-Paleoceno) quedaron como objetivo secundario. El yacimiento aledaño Campo Boleadoras constituye el primer descubrimiento comercial de hidrocarburos de esta unidad en 1985, informalmente denominada M1. Este reservorio no se puso en producción en Campo Indio hasta 2001, año en el cual se registró una sísmica 3D cuya cobertura abarca gran parte de la acumulación.

Así se dio inicio a un desarrollo basado en nuevas perforaciones e intervenciones de pozos previos. Durante la etapa de avanzada y delineación de la acumulación se identificó un notorio deterioro de las condiciones de reservorio hacia el Este, lo que resultaba en reservorios de baja permeabilidad (*tight*) con rastros de gas y surgencias de gas sin presión. Por ello, el desarrollo inicial se focalizó en el sector Oeste entre 2002 y 2008 (Cagnolatti y Miller 2002; Saccavino *et al.*, 2005), donde las condiciones de reservorio permitieron la producción comercial.

Durante esta etapa se perforaron pocos pozos en el sector Este, los cuales quedaron con producciones subcomerciales, suspendidos y abandonados. Estos pozos, y en particular algunos con información clave (perfiles completos y coronas), permitieron estudiar el reservorio en detalle e identificar una oportunidad de desarrollo y extensión del campo.



Figura 1. Mapa de ubicación.

Este trabajo fue galardonado con el Premio del Simposio de Desarrollo de Hidrocarburos en el 10º Congreso de Exploración y Desarrollo del IAPG, realizado en 2018 en la ciudad de Mendoza.



Figura 2. Evolución de la producción del yacimiento Campo Indio. A partir de 2015 CGC toma la operación del bloque.

A partir de 2016, se inicia una nueva etapa de desarrollo en el sector Este y una etapa de avanzada hacia los márgenes septentrionales del Campo. Por un lado, se buscó detectar los límites geológicos del campo y, por otro, definir la estrategia y las técnicas que permitirían un desarrollo comercial de estos reservorios cerrados.

En este trabajo se presentan los resultados de la actividad realizada desde finales de 2016, que resultó en la perforación de 38 pozos, descubriendo extensiones al Norte que permitieron duplicar el área de explotación y quintuplicando la producción de Campo Indio, de 600 Mm³/d a fines de 2014 a 3 MMm³/d en marzo de 2018 (Figura 2).

Marco geológico

El reservorio M1 se encuentra en la porción media del Miembro Inferior de la Fm. Magallanes (Cagnolatti y Miller, 1999; Saccavino *et al.*, 2005), la cual representa el relleno de Antepaís de la cuenca Austral (Cagnolatti y Miller, 2002), con una columna sedimentaria que localmente presenta un espesor de aproximadamente 400 m. A nivel regional, el Miembro Inferior de la Formación Magallanes yace sobre la paleogeografía labrada por una discordancia regional de carácter erosivo (D3-Maastrichtiano tardío) (Figura 3). La sucesión sedimentaria es predominantemente marina somera y clástica en un ambiente de plataforma interna –*Shoreface* medio a distal–, con poca participación de carbonatos, los cuales se disponen como niveles bioclásticos y/o cemento de niveles arenosos. Es notoria la presencia de niveles de *wackes glauconíticos*. Esta formación en subsuelo fue subdividida en secuencias de 2do orden (Sullivan *et al.*, 2005), que contienen a los informalmente denominados reservorios M1, M2 y M3. Los reservorios fueron numerados de más joven a más antiguo, asignando al Maastrichtiano Superior los reservorios M3 y M2, y al Daniano, el reservorio M1. Inicialmente, este último se interpretaba como un cortejo sedimentario transgresivo (Cagnolatti y Miller, 2002), pero posteriormente se reinterpretó como un cortejo sedimentario de mar alto (Saccavino *et al.*, 2005). Sobreyaciendo el reservorio se observa una inundación marina que generó una superficie erosiva irregular y en partes canalizada (*ravinement*) en este sector de la cuenca, mientras que hacia el noroeste presenta un carácter más erosivo obliterando completamente a la Fm.

Magallanes. Esta discordancia se denominó tradicionalmente como D4 y se asignó al techo del Daniano (63 Ma). Posteriormente, se produce la depositación de las secuencias basales de la Fm. Río Turbio/Man Aike, que presentan un notable arreglo de sigmoides progradantes desde el Noroeste (Figura 3).

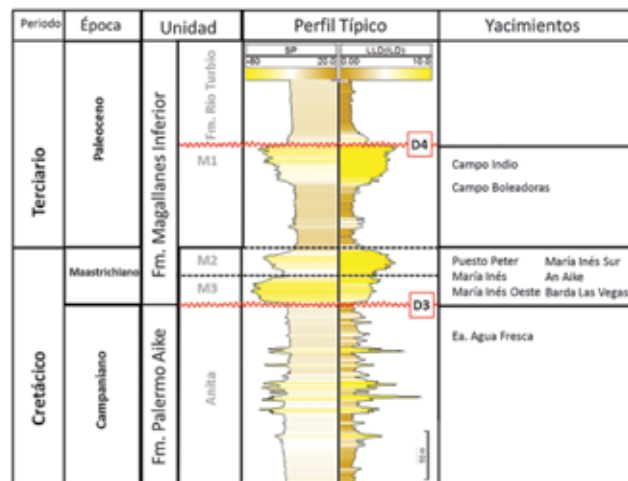


Figura 3. Perfil tipo de la Formación Magallanes en el sector de la cuenca Austral.

Localmente, el espesor de la secuencia M1 productiva en Campo Indio está fuertemente controlado por la discordancia D4. Los bordes este y oeste del Campo se desarrollan de manera neta erosiva por canales sinuosos que escurrieron desde el nor-noreste y este-noreste. Distanciado de 2 a 5 km al oeste de Campo Indio se encuentra el yacimiento Campo Boleadoras, ambos parcialmente conectados por un relicto del reservorio M1 elongado en dirección noroeste-sureste. El nivel de erosión de D4 en Campo Boleadoras es menor, y presenta un mayor espesor de la secuencia M1, que presenta facies cuya permeabilidad es superior en uno o dos órdenes de magnitud a las de Campo Indio. De este modo, ambas acumulaciones responden a trampas netamente estratigráficas compuestas de relictos erosivos.

En el reservorio estudiado en este trabajo, la estructura regionalmente está dada por una suave pendiente de medio grado que inclina hacia el sur (Figura 4). Se encuentra alterada por suaves espolones generalmente norte-sur asociadas a estructuras Jurásicas profundas que afectaron

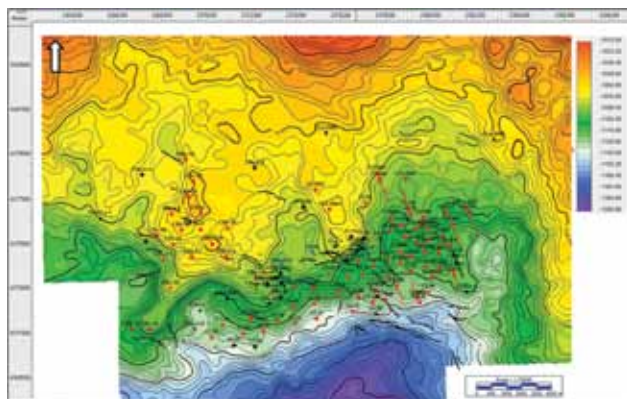


Figura 4. Mapa estructural en profundidad de la discordancia pos-Daniano (D4) que constituye el techo del reservorio M1.



Al servicio de la industria energética.



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

EMPRESA NEUQUINA
DE SERVICIOS DE INGENIERÍA S.E.
www.ensi.com.ar

📍 Ruta 237 Km. 1278 - Arroyito - Neuquén
C.C. 636 (Q8300) Neuquén - República Argentina
☎ Tel: +54 - 299 - 449 4100

y controlaron la acumulación de la "Serie tobífera", generando sus depocentros en un marco tectónico distensivo de *syn-rift*. Durante la acumulación de las sucesiones pertenecientes al Cretácico superior y Terciario inferior, estos altos modularon la subsidencia flexural y acentuaron la subsidencia por carga sedimentaria (compactación diferencial). Los sistemas de fallas extensionales que afectan el reservorio son secundarios, en general de poco relieve, predominantemente de orientación NO-SE y, si bien, en ocasiones, conforman algún límite de acumulación, no desempeñan un papel importante.

Descripción del reservorio

El reservorio M1 fue descrito en detalle por Cagnolatti y Miller (2002) para el yacimiento Campo Boleadoras. Posteriormente, Saccavino *et al.* (2005) extendieron esa descripción hacia el yacimiento Campo Indio y añadieron un detallado modelo de facies, mostraron la variación lateral que produce un empobrecimiento en sus cualidades petrofísicas. Los autores asignaron estos cambios a las variaciones en el contenido de limos y arcillas, el tamaño de grano

de las arenas y el porcentaje de glauconita.

Litológicamente, el reservorio M1 se compone de areniscas finas a muy finas de composición litofeldespáticas y líticas. Estas últimas suelen describirse en ocasiones como arenitas glauconíticas, enfatizando el papel preponderante de la glauconita en la fracción lítica. Cabe destacar el contenido de limos y de arcillas en el sistema, que pueden ser dominantes o participar como matriz y pseudomatrix de niveles arenosos.

A pesar del alto contenido de fracciones de limo y arcilla, en general el volumen total de arcilla detectado en estudios de DRX es menor al 10%, y llega a un 20% en los términos de peor calidad del reservorio. Es decir, el mayor control sobre la calidad del reservorio se encuentra principalmente en la proporción relativa de la fracción limo.

Mineralógicamente, la fracción clástica se compone en su mayoría de feldespatos (plagioclasas) y de líticos, entre los cuales alternan predominancia los de origen volcánico-clástico y la glauconita. Esta suele presentarse con geometría lobada y con tamaños que van de limo a arena mediana. Puede representar entre un 5% y un 25% del contenido clástico. Estudios en detalle realizados sobre testigos corona con especial énfasis en la descripción y el análisis de las

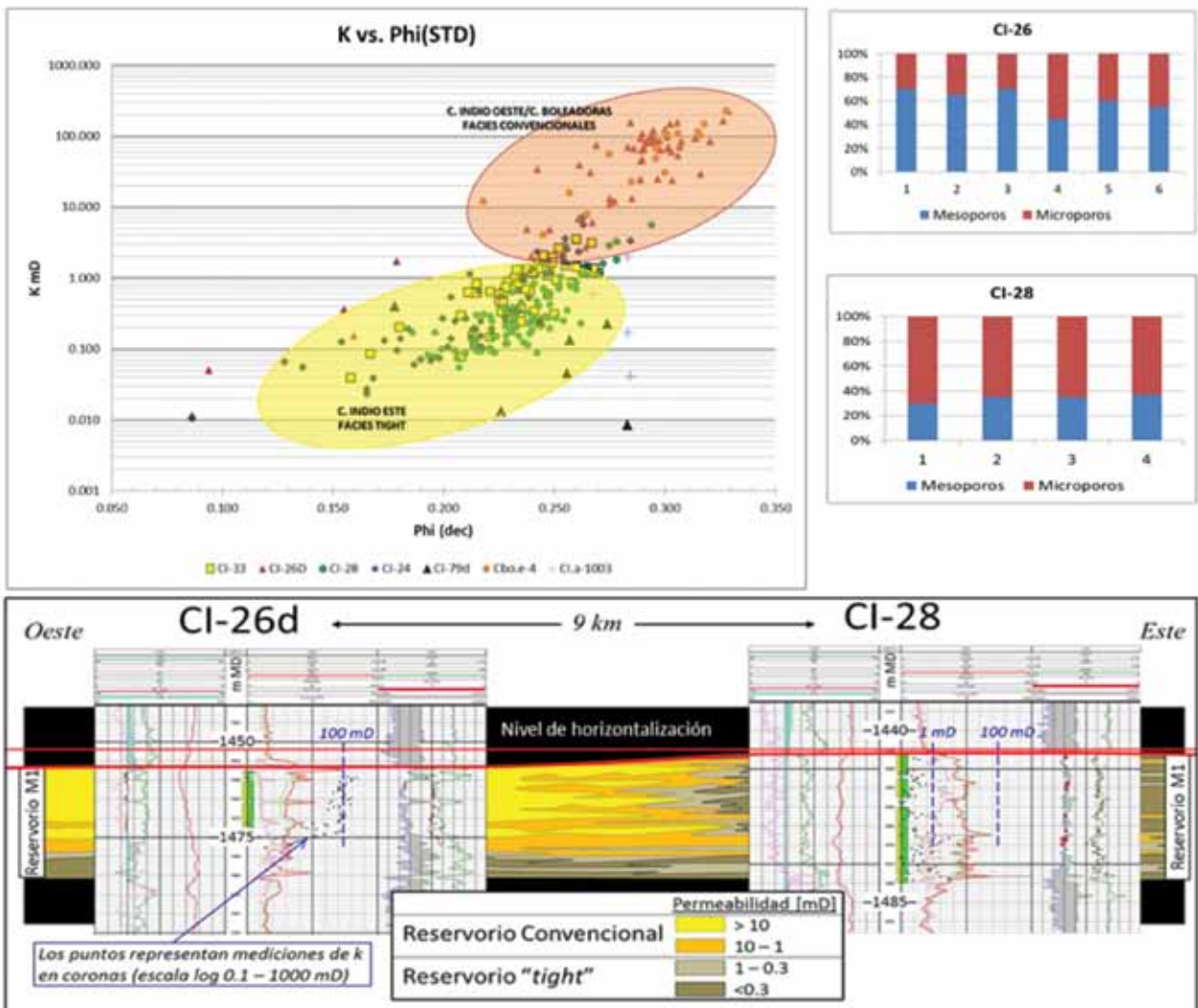


Figura 5. Comparación de datos de petrofísica básica obtenidos de testigos corona donde se observa que la zona Oeste (CI-26d) presenta dos órdenes de magnitud más de permeabilidad que la zona Este (CI-28) y su relación con el sistema poral.

icnofacies presentes sugieren que el origen de la glauconita correspondería a pellets fecales que sufrieron procesos de glauconitización (Ponce y Carmona, 2017). Esto es coherente con la intensa bioturbación que se observa a lo largo de todo el intervalo y con los niveles de menor permeabilidad, en donde el predominio de la fracción limoarcillosa es preponderante.

La cuantificación de la glauconita es un objetivo que aún no se ha podido definir con exactitud, por un lado, porque su señal en el espectro de DRX se superpone con el de la illita y no es posible discernir entre uno y otro, y por otro lado, porque se presenta como fragmentos líticos, que escapan a la correcta cuantificación por medio de modelos multiminerales que consideran la glauconita principalmente como cemento arcilloso.

También, se observa un considerable contenido de pirita –generalmente framboidal–, que puede representar un 3% de la muestra total. Se encuentra asociada a la glauconita sobre todo dentro de las excavaciones verticales y horizontales de organismos suspensívoros, debido a las condiciones reductoras presentes en ese medio (Ponce y Carmona, 2017).

Análisis petrofísico

Los primeros datos obtenidos del reservorio en la zona este del yacimiento demostraron la dificultad de producir

gas en caudales comerciales sin estimulación hidráulica, debido principalmente a una disminución en la permeabilidad causada por una reducción de tamaño de gargantas y espacios porales. La reciente extensión del desarrollo hacia estas zonas aportó nuevos datos que permitieron delinear una estrategia de desarrollo ajustada a esas características.

El factor principal que domina el comportamiento como reservorio cerrado (*tight*) de M1 en el sector este es la configuración del sistema poral. Nuevos datos obtenidos de testigos corona, así como de testigos rotados, evidencian un predominio de microporos (0,004-0,062 mm) por sobre los mesoporos (0,062-0,25 mm) y macroporos (0,25-1 mm) que dominan las facies más convencionales en el oeste. Esto se debe a un considerable aumento en el porcentaje de tamaños de grano de arena fina inferior, limos y arcillas en el sistema con respecto a la fracción de arena fina superior y arena fina. En menor medida se observan cementos arcillosos que también aportan a este efecto. En consecuencia, la permeabilidad del sistema es severamente afectada, no así la porosidad. Datos de laboratorio indican que de valores de más de 100 mD presentes en las facies más convencionales se pasa lateralmente a valores que no superan 1 mD y que, en su mayoría, se encuentran en el rango de 0,1 a 1 miliDarcy (Figura 5).

La porosidad siempre presenta valores por encima de 15%, puede llegar hasta un 32-35%, desviándose así de las concepciones más clásicas de reservorios cerrados (*tight*). Si bien puede observarse correlación con la permeabilidad, el

SIAM ARCON
www.siam-arcon.com.ar

BOMBAS DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO DUPLEX · TRIPLEX · QUINTUPLEX
FABRICACIÓN NACIONAL · COMERCIALIZACIÓN · SERVICIO POST VENTA

45 años
de experiencia en el mercado petrolero
fabricando calidad y servicio

Base Neuquén: E. Bellenguer N° 3025 - Pque. Ind. Neuquén - Tel.: +54 299 441 3831 3842
Fábrica y Administración: Dr. A. Lavarello 2156 - Avellaneda - Bs. As. - Tel.: +54 11 4203-0011 / 6577 - Email: ventas@siam-arcon.com.ar
Base Comodoro Rivadavia: Cagliero 112 - Cro. Rivadavia - Tel.: +54 297 446 0802

deterioro de esta última por el factor granulométrico puede ser de hasta tres órdenes de magnitud para un mismo valor de porosidad. En estudios de laboratorio, el contraste entre la porosidad estimada visualmente a partir de cortes delgados con la obtenida a partir del porosímetro de helio es evidencia directa de la microporosidad aportada por el contenido limoso/arcilloso, que escapa la cuantificación a través del microscopio. Esta porosidad presente en la fracción limosa/arcillosa mantiene los valores altos en los registros de pozo, aún en zonas de muy baja permeabilidad.

Cabe destacar la presencia de niveles con intensa cementación calcárea en donde la porosidad registra caídas drásticas, aunque estos no presentan extensiones areales considerables y alternan su posición vertical dentro del intervalo a veces constituyendo niveles nodulares.

La importancia de la fracción limo en adición al volumen de arcilla hace que el tradicional método de determinación de volumen de arcilla (*Vcl*) no sea representativo a la hora de describir el reservorio, por eso se debe recurrir a la búsqueda de herramientas para determinar el volumen de limos y arcillas en conjunto (*Vsh*). La determinación de *Vsh* en Campo Indio resulta un desafío, debido a que la fracción limo presenta una mineralogía similar a la de las fracciones de arena muy fina y fina. Adicionalmente, la glauconita presente como matriz y como líticas, afecta la lectura de los perfiles claves, tanto por su elevada densidad (2,95 g/cm³) así como también por su contenido de Fe, que afecta los perfiles conductivos. La presencia de potasio, tanto en los feldespatos como en la glauconita, limita enormemente el uso del rayo gama como indicador de arcillosidad. A su vez, el contenido de pirita afecta los per-

files conductivos y de densidad. En consecuencia, la metodología para determinar el *Vsh* en Campo Indio se basa, principalmente, en el par densidad-neutrón (a través de la curva Neu-Den, figura 6), y se complementa con el perfil de invasión como indicador de las zonas más permeables.

La granulometría del reservorio descripta tiene impacto en otro parámetro clave de la caracterización, la determinación de la saturación de agua. La presencia dominante de microporos –un 70% de la fracción poral– en una roca de buena porosidad resulta en un volumen de agua importante y de carácter irreductible, ya que el campo no produce agua de formación. Para el cálculo de la saturación se considera que la misma posee una salinidad de 8000 g/l de ClNa equivalente, que a una temperatura de reservorio de 150 °F resulta en un *Rw* de 0,3 ohmm, acorde a los datos obtenidos de agua proveniente de los reservorios M2 y M3 de la misma unidad. La baja salinidad del agua connata, sumada a la mineralogía descripta, tienen un fuerte impacto en los perfiles conductivos, de los cuales los modelos de *Sw* son altamente dependientes (Figura 6).

Si bien se han probado la mayoría de los métodos convencionales para obtener la *Sw* (i.e. Simandoux, Indonesian, Dual Water), se optó por un modelo de Archie que permite una modificación más simple y validable de los parámetros eléctricos de manera empírica, tomando como base estudios realizados en reservorios similares (Sneider, R. M. y Sneider, J. S., 1998; Worthington, 2000). Actualmente, se usan los siguientes rangos para los exponentes y coeficientes involucrados en la ecuación: $a=0,8-0,82$, $m=1,4-1,6$ y $n=1,4-1,6$, los cuales están en el orden de los datos obtenidos en ensayos sobre testigos corona. Los ran-

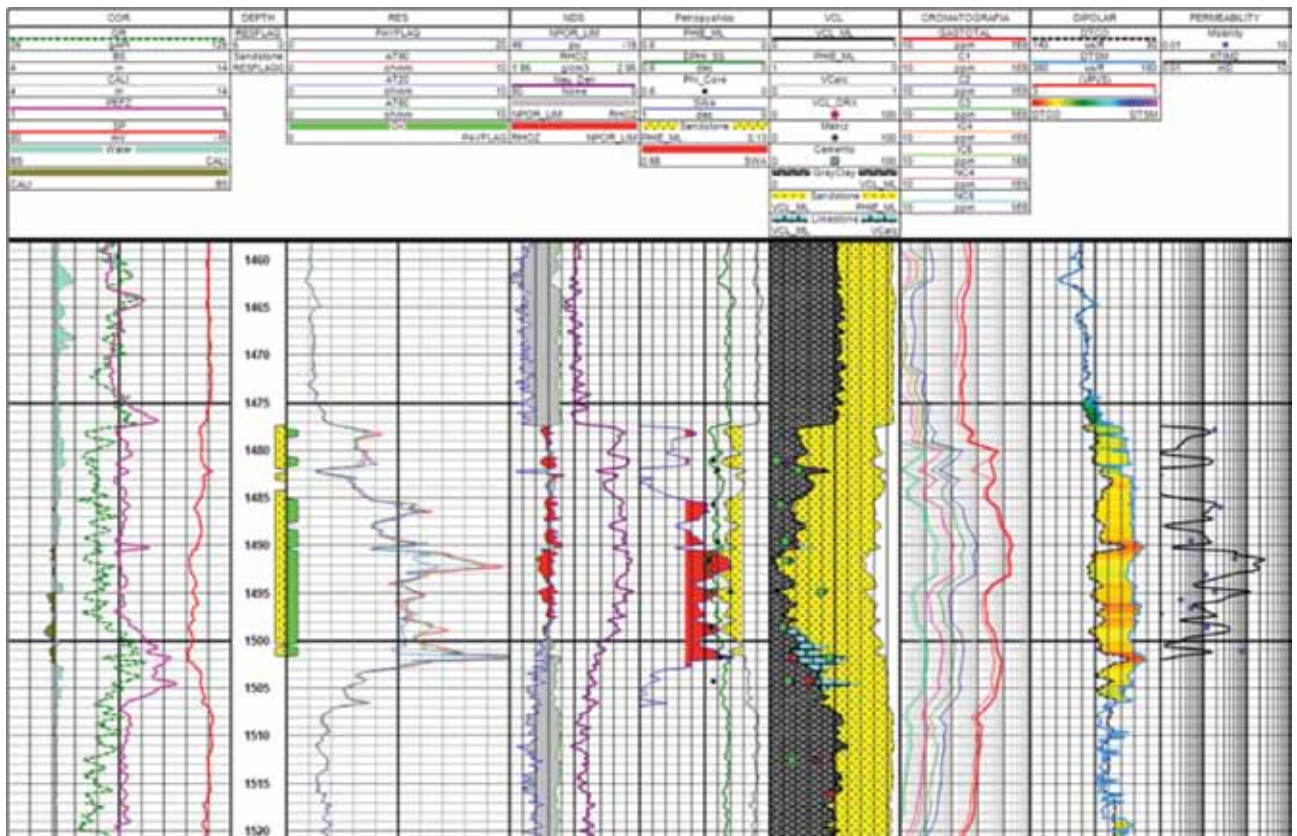


Figura 6. Interpretación petrofísica de un perfil tipo en la zona este del yacimiento Campo Indio.



LOCKWOOD

Committed to preventing energy loss.

27 años acompañando la Industria de Oil & Gas.

INTERNATIONAL WELL CONTROL SERVICES



INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETROLEO Y DEL GAS



Expresión sísmica del reservorio

gos de Sw obtenidos se validan con el comportamiento de producción de los pozos y con los resultados de ensayos de presiones capilares realizados en testigos corona, a pesar de las limitaciones que cada método presenta para reservorios de baja permeabilidad (Newsham *et al.*, 2004). Los resultados, a su vez, fueron validados con el volumen de Sw obtenido de la resonancia magnética nuclear. Estos últimos no se utilizan como rutina, ya que presentan varias limitaciones, como la baja resolución vertical y una alta relación costo/beneficio, pero los casos estudiados demuestran que zonas con Sw de hasta 80% tienen la capacidad de producir bajos caudales de gas sin movilizar el agua de formación.

Para acotar aún más el impacto de estas complejidades en el análisis del reservorio, se realizaron estudios de tomografía computada de testigos corona y un análisis digital con el fin de profundizar el entendimiento del impacto de la granulometría y de la mineralogía en el sistema poral. También para obtener un mejor ajuste en los cálculos de Sw. Los resultados muestran una compleja red poral donde el relleno compuesto de limos y arcillas aumenta la tortuosidad del sistema, lo que genera un alto impacto en la permeabilidad. A pesar de ello, tendencias digitales acotadas con datos obtenidos de laboratorio muestran valores de m para la ecuación de Archie que varían entre 1,45 y 1,8, acorde a los parámetros que se venían utilizando en base a la clasificación de Sneider, 1991 (Figura 7). Asimismo, se pudo cuantificar el contenido de pirita, que alcanza porcentajes de hasta un 3%. Si bien, la glauconita no pudo ser cuantificada directamente a través de la densidad, se estima un porcentaje que varía entre el 4 y el 11%.

El desarrollo inicial del reservorio M1 en Campo Indio (2001-2003) fue guiado por la sísmica 3D adquirida en el área en 2001. Esta permitió orientar la búsqueda hacia las mejores posiciones prospectivas para estos reservorios que mostraban un entrapamiento complejo, netamente estratigráfico, identificado a través de extracciones de amplitud sísmica (Figura 8). El reservorio está representado por un evento negativo (valle) que se amplifica o aumenta su frecuencia en condiciones de mayor espesor. El espesor total de 20 a 35 m está generalmente dentro o levemente por encima del espesor de *tuning* (18 a 20 m, figura 9). Esto provoca que la relación entre el espesor del evento y los atributos sísmicos sea compleja. Asimismo, los límites del reservorio no siempre coinciden con el pico de amplitud del evento negativo que permite su identificación sísmica. En sismogramas sintéticos se muestra que en algunos sectores del yacimiento el pico negativo coincide con el techo del reservorio mientras que en otros con la base. El positivo subyacente coincide en algunos sectores con la base del reservorio, pero en las zonas de menor espesor puede ser equivalente a niveles por debajo del mismo. En los primeros mapeos sísmicos del campo se tuvieron en cuenta tanto las amplitudes como los espesores sísmicos del valle negativo para identificar zonas a delinear (Sacca-vino *et al.*, 2005).

Con el objeto de evaluar exhaustivamente la zona este y norte del yacimiento en busca de extensiones y nuevas oportunidades de desarrollo, se interpretó en detalle el evento representativo (Figura 9), con especial énfasis en

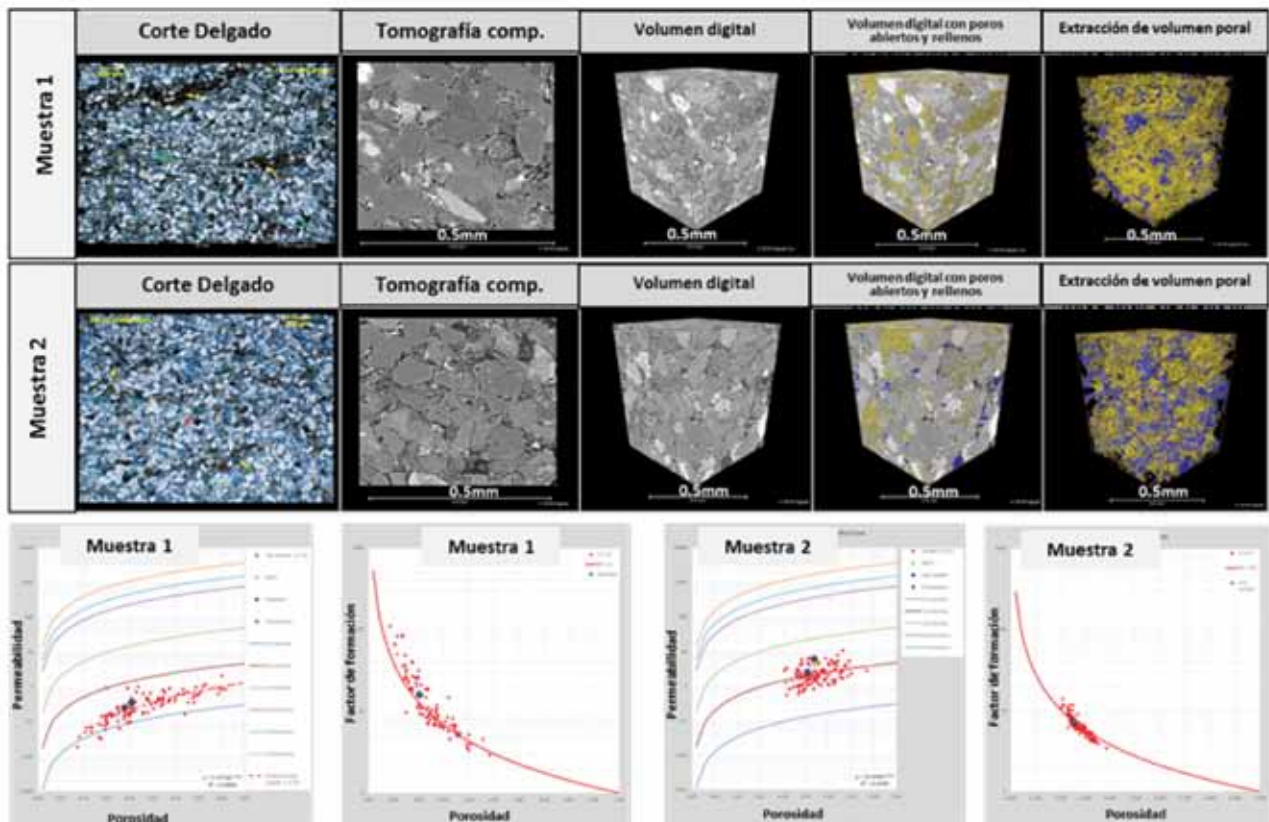


Figura 7. Arriba: volúmenes digitales obtenidos a partir de tomografía computada de testigos corona. En azul se observan los poros abiertos y, en amarillo aquellos rellenos con limo/arcilla. Abajo: tendencias digitales de poro-perm y de factor de formación vs. porosidad, de donde se infieren valores del exponente m .

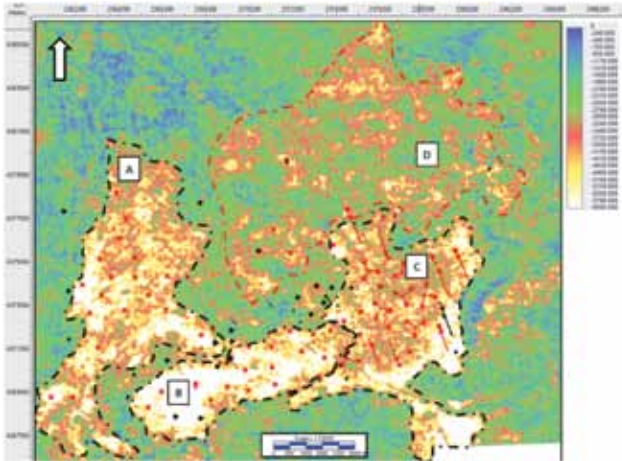


Figura 8. Extracción de la máxima amplitud negativa del evento que representa el reservorio, donde se observan los sectores A. Campo Boleadoras, B. Campo Indio Oeste, C. Campo Indio Este o *tight* y D. Campo Indio Norte. Obsérvese que los límites este y oeste de la acumulación son netamente erosivos.

la expresión sísmica de la discordancia D4 que define el techo del reservorio M1, controlando su espesor. Esta superficie erosiva tiene marcados relieves locales en forma de canales que dejan relictos aterrizados, en general, de definición subsísmica, por lo que su interpretación conjuga el análisis de amplitudes y el de geometrías sísmicas.

Los análisis preliminares de AVO mostraron anomalías

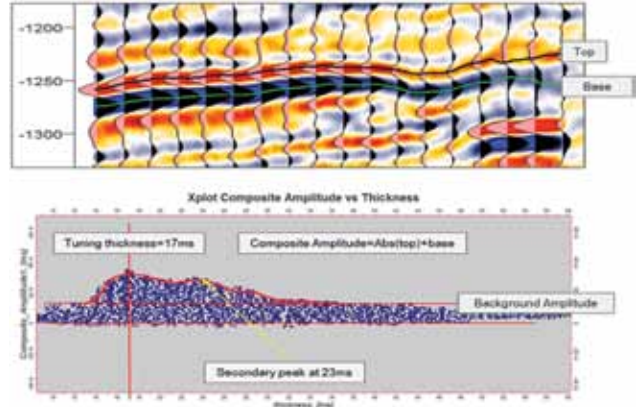


Figura 9. Arriba: detalle del par negativo-positivo que representa el reservorio M1. Abajo: análisis de *tuning* donde se observa un espesor de *tuning* de 17 ms, que equivalen a 20 m de espesor.

Clase III en las zonas prospectivas del norte y del este, aumentando así las perspectivas de perforar pozos de avanzada. Datos de nuevas perforaciones obligaron a refinar este análisis sobre la base de un nuevo reproceso sísmico y modelando efectos de AVO a escala de pozo. Estos últimos muestran una mayor variedad de respuestas, se observa Clase III en la porción más austral, Clase II en el centro y Clase I hacia el norte. Sin embargo, el dato sísmico no logra replicar estos resultados, debido a la falta de resolución (Figura 10).

Industrias Quilmes S.A.
tipsa | KURIYAMA GROUP

Condarco 215 (1878) - Quilmes
Buenos Aires - Argentina
(011) 4254-1010 / 6380-8651
industrial@inquisa.com.ar
www.inquisa.com.ar

MANGUERAS INDUSTRIALES



OROFLEX CAUCHO Y POLIURETANO



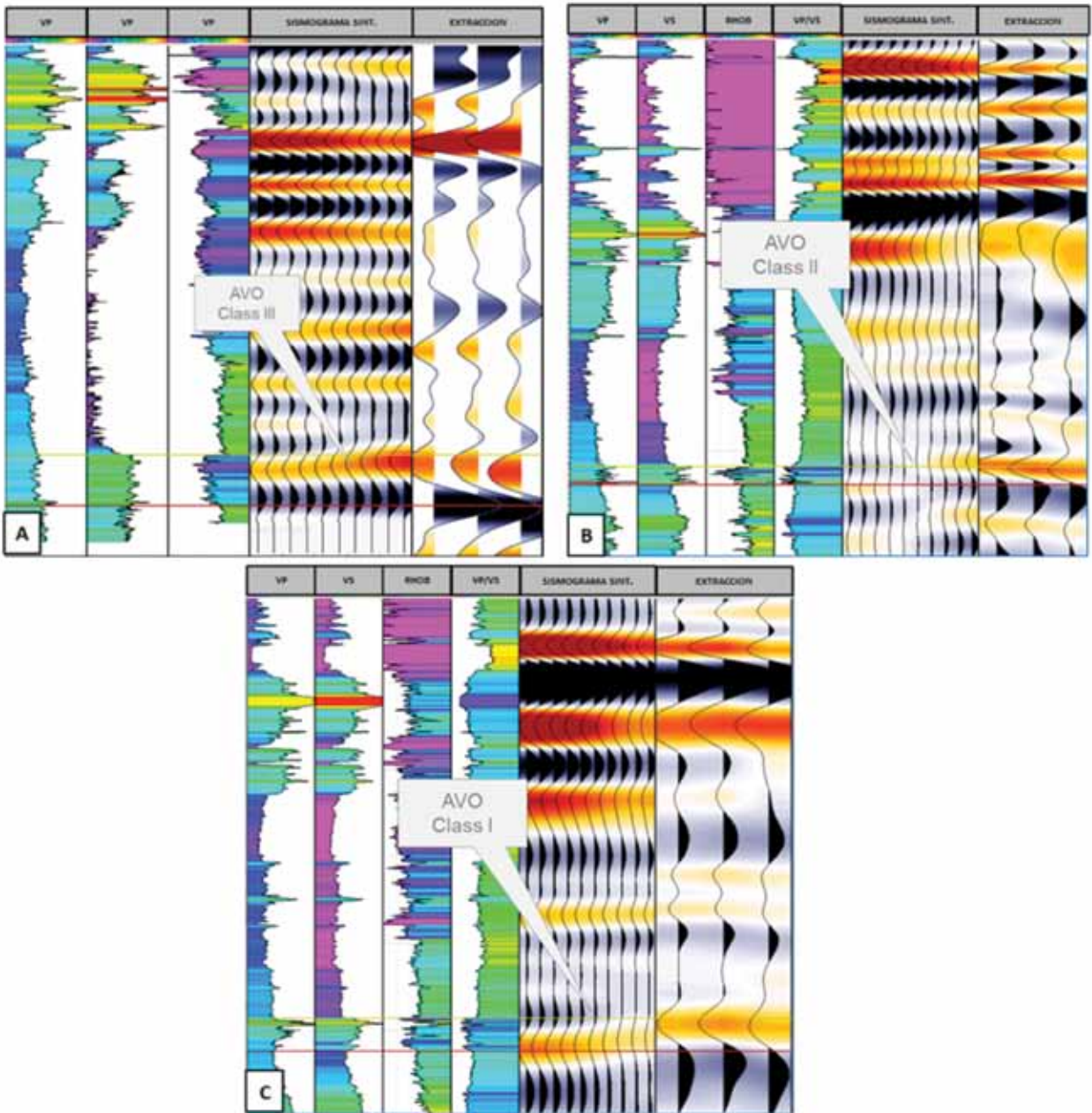


Figura 10. Detalle de las distintas respuestas de AVO identificadas en el análisis a escala de pozo y su correlación con la extracción de una traza para cada offset (cercano-medio-lejano).

Por otra parte, una baja saturación de gas en facies limosas con muy alto contenido de agua irreducible es capaz de dar lugar a anomalías de AVO, como se observó en el pozo CL.a-1005, el cual manifestó gas durante la perforación pero resultó improductivo. Actualmente, se estudia la posibilidad de diferenciar efectos de AVO asociados a reservorios comerciales de aquellos generados por bajas saturaciones de gas. Por ese motivo, la identificación de zonas de mayor espesor y mejores facies de reservorio es guiada principalmente por el análisis de geometrías sísmicas a escala del reservorio (Figuras 11 y 12).

Rejuvenecimiento del desarrollo

El desarrollo inicial del reservorio M1 en la Formación Magallanes se centró en la parte más espesa y de mejor calidad del campo, presente en el yacimiento Campo Boledoras, así como en la sección occidental de Campo Indio. A partir de 2015, CGC toma la operación del bloque implementando un plan para desarrollar los reservorios de baja permeabilidad –y por ende de baja productividad– detectados previamente en el sector Este, pero dejados de lado por su condición *tight*. Este plan tenía como objetivo

Innovación y tecnología al servicio de sus proyectos energéticos.

Cuando se trata de mejorar la eficiencia y productividad de sus proyectos, cuente con AESA para incorporar las soluciones vinculadas a desarrollos y aplicaciones de tecnología que su negocio necesita.



- Monitoreo con Drones
- Logística de última milla
- Limpieza automática de tanques
- Estrategias de modularización
- Escaneo tridimensional
- Servicios ambientales

Con una trayectoria destacada en fabricación y proyectos industriales para el mercado energético y un portafolio de servicios que va de la operación y mantenimiento de yacimientos e instalaciones a la provisión de servicios ambientales y de alta innovación tecnológica, AESA es la respuesta a sus desafíos.

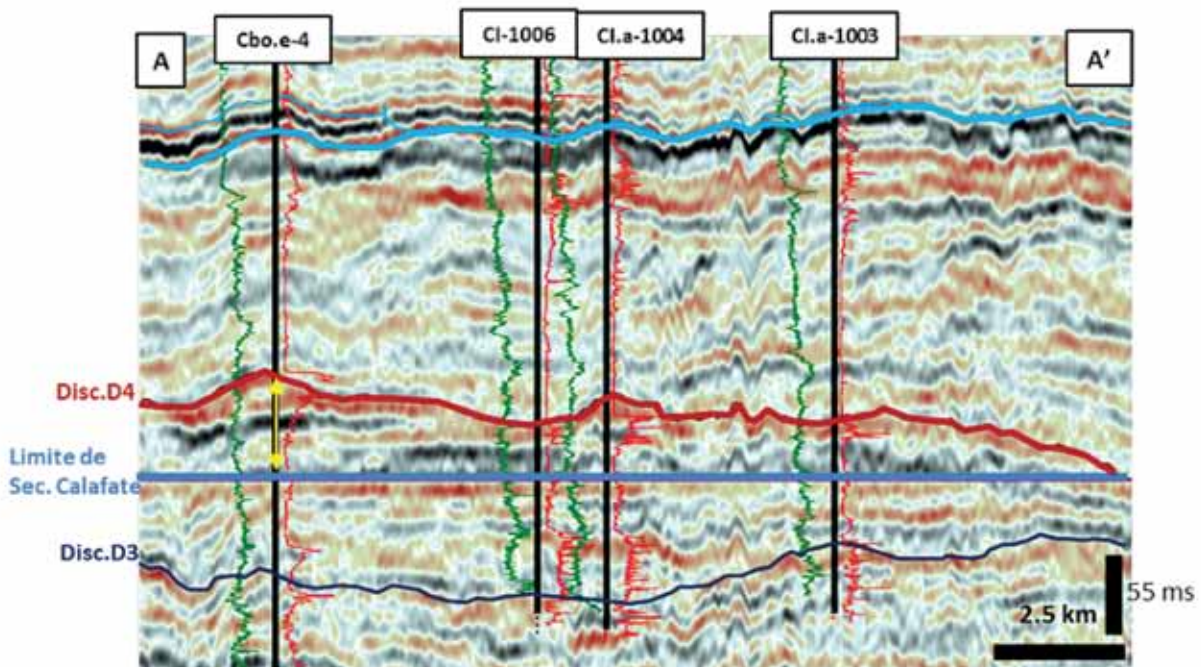
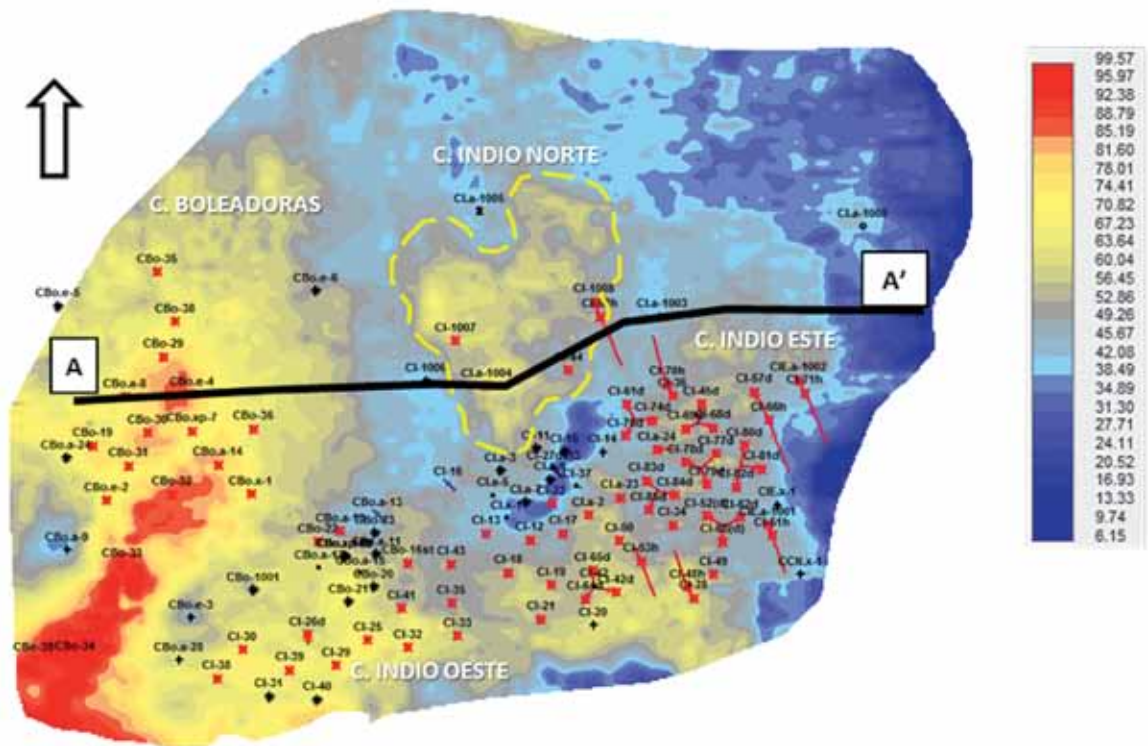


Figura 11. Arriba: mapa de espesor de la secuencia Calafate 2 (Saccavino *et al.*, 2005) donde se observa la correlación entre las distintas acumulaciones y el mayor espesor preservado. Abajo: sección sísmica estratigráfica donde se observan las terminaciones que guiaron la prospección de nuevas extensiones.

acotar el problema desde dos perspectivas: optimización de costos y aumento de la productividad por pozo. En paralelo, se definió un plan de pozos de avanzada para probar las potenciales extensiones de Campo Indio este hacia el norte, donde se preveía la predominancia de reservorios de iguales características pero de menor espesor.

Para la optimización de costos de perforación y equipamiento se probaron dos geometrías de pozo. Los pozos verticales se replantearon como pozos desviados desde una misma locación tipo *pad* con 3 bocas de pozo, cada uno

alcanzaba el reservorio con inclinaciones no mayores a 10° y un distanciamiento en fondo entre ellos de 700/750 m. Se equiparon tipo *Monobore*, es decir, con la cañería de aislación funcionando, a su vez, como instalación de producción (diámetro de *casing* de 3 1/2 pulgadas), esto permite terminaciones sin equipo (*rigless*) (Figura 13). Desde finales de 2016 hasta comienzos de 2018, se perforaron 21 pozos con esta geometría.

En paralelo, se comenzó a probar la viabilidad de pozos horizontales. Inicialmente, se hicieron con longitudes de

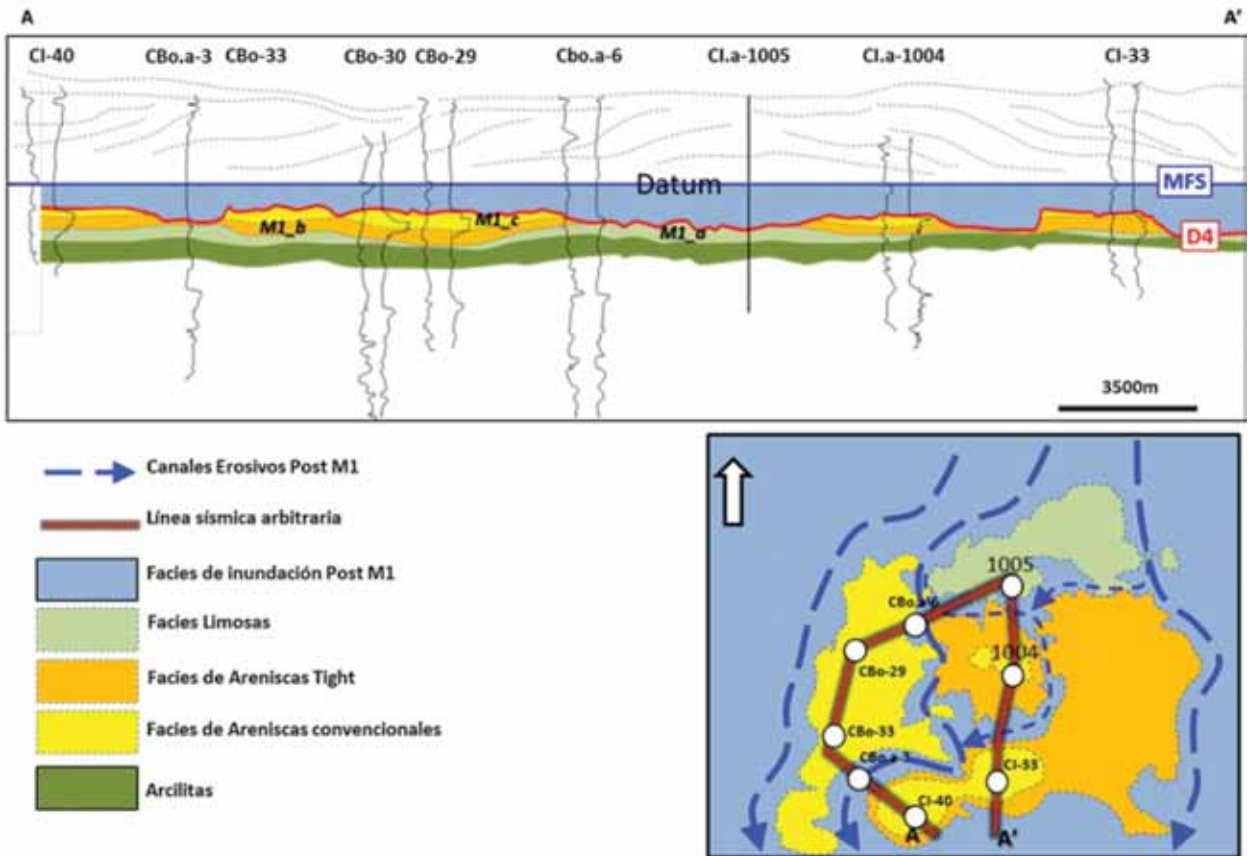


Figura 12. Esquema de cómo el grado de erosión de la discordancia pos-Daniana controla las facies preservadas. Las nuevas perforaciones en el norte (CI.a-1004 y CI.a-1005) permitieron entender mejor la dinámica por afuera de las acumulaciones principales.

drenado de 800 m que luego se aumentaron a 1200 m, crucial para mejorar la economicidad en los sectores donde el espesor neto cae por debajo de los 8 m. Estos pozos se equiparon con cañerías de producción sin cementar, dividiendo los segmentos a fracturar con *packers* que adhieren directo a la formación (Figura 13). El área de drenaje de estos pozos equivale al de 3 o 4 pozos verticales, según la longitud del tramo horizontal, con el beneficio de interceptar una gama más variada de calidades de reservorio de las que se accedería en un pozo vertical. Además, la estrate-

gia de desarrollo con pozos horizontales contó con varios alicientes: ausencia de agua libre, un espesor total alto (entre 20 y 35 m), profundidad media de 1450 m y muy bajo grado de estructuración.

Tomando datos de imágenes microresistivas y acústicas, perfiles sínicos con dipolos cruzados y un detallado análisis de los eventos de perforación. Con un estudio de geomecánica se determinó las direcciones de los esfuerzos principales y una estimación de su intensidad para poder establecer la dirección de navegación óptima. Si bien se

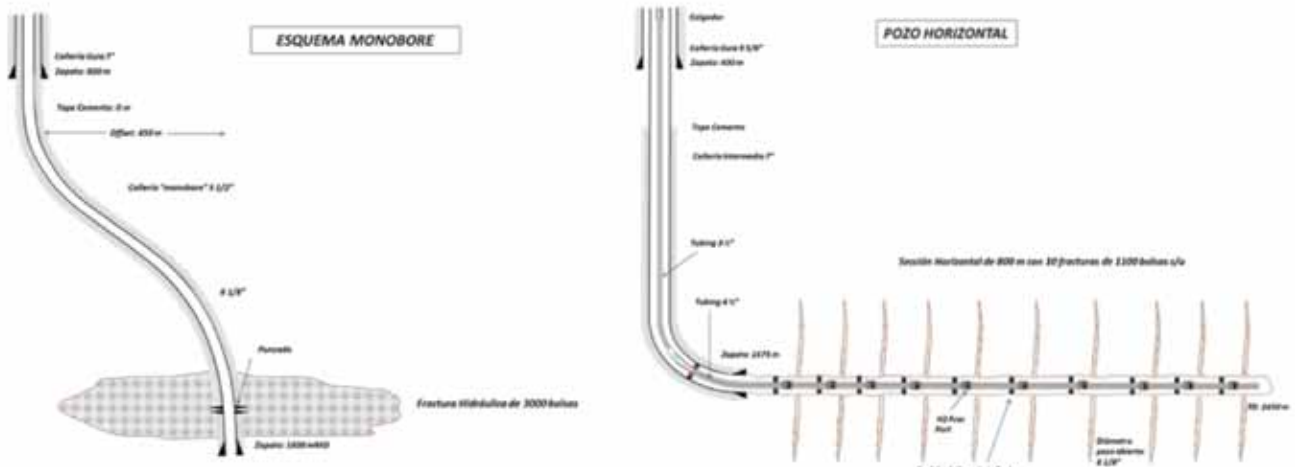


Figura 13. Esquemas de los pozos desviados y horizontales implementados para la optimización del desarrollo en la zona Este del yacimiento.

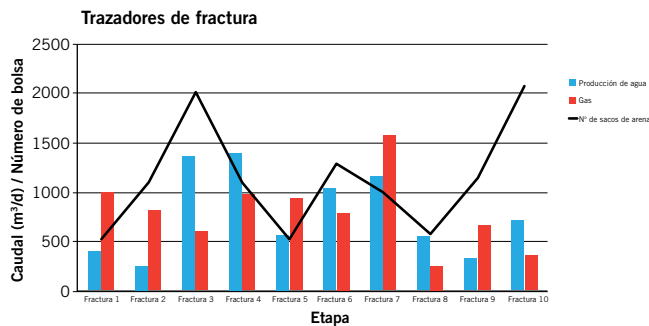


Figura 14. Resultados obtenidos de los trazadores que se utilizaron en las fracturas de un pozo horizontal en el que se variaron los volúmenes de propanante por etapa. No se observa relación entre la cantidad de propanante y el caudal aportado por cada etapa, pero se corrobora que cada una aporta a la producción del pozo.

estableció una orientación del esfuerzo horizontal máximo de N72 °E en base a *breakouts* incipientes, en general los datos evidencian una zona casi isotrópica en cuanto a los esfuerzos horizontales principales, acorde a la poca deformación tectónica en el nivel del reservorio y a la ausencia de anisotropías determinada a través de los dipolos cruzados. No obstante, para el inicio de este desarrollo se optó por una dirección de navegación perpendicular a esa orientación con el fin de acotar riesgos en el desarrollo de las fracturas hidráulicas.

Para la optimización de la producción inicial y la performance futura de los pozos se evolucionó en el diseño

de fracturas hidráulicas, quintuplicando los volúmenes de propanante utilizados. Desde las 25 bolsas/metro de reservorio utilizadas en las fracturas de la zona Oeste se escaló hasta 125 bolsas/metro, lo que equivale a más de 2000 bolsas por pozo. Por otra parte, se limitó la extensión de los punzados para focalizar el inicio de propagación de la fractura y evitar la competencia entre distintos focos de generación.

En el caso de los pozos horizontales, inicialmente se realizaron 10 etapas de fractura equidistantes entre sí y, posteriormente, se fue incrementando ese número hasta 16 etapas por pozo en los 1200 m de longitud de drenado. Se han probado distintos volúmenes de arena por etapa, desde 800 hasta 2300 bolsas. Se realizaron estudios de trazadores de agua y gas para estudiar el aporte de cada etapa, lo que permitió corroborar que todas las etapas de fractura tenían aporte al pozo, pero no se registró una correlación lineal entre el volumen de arena utilizado y el aporte de cada etapa (Figura 14).

Delineación de la zona Norte

Una vez comprobada la viabilidad del desarrollo de las facies más *tight*, el foco se puso en delinear los extremos de esta acumulación, así como también en buscar nuevas oportunidades en zonas que aún permanecían sin perforar. Con el análisis de la amplitud sísmica vinculada al reservorio se detectaron nuevas áreas con potencial (Figura 7), pero pozos

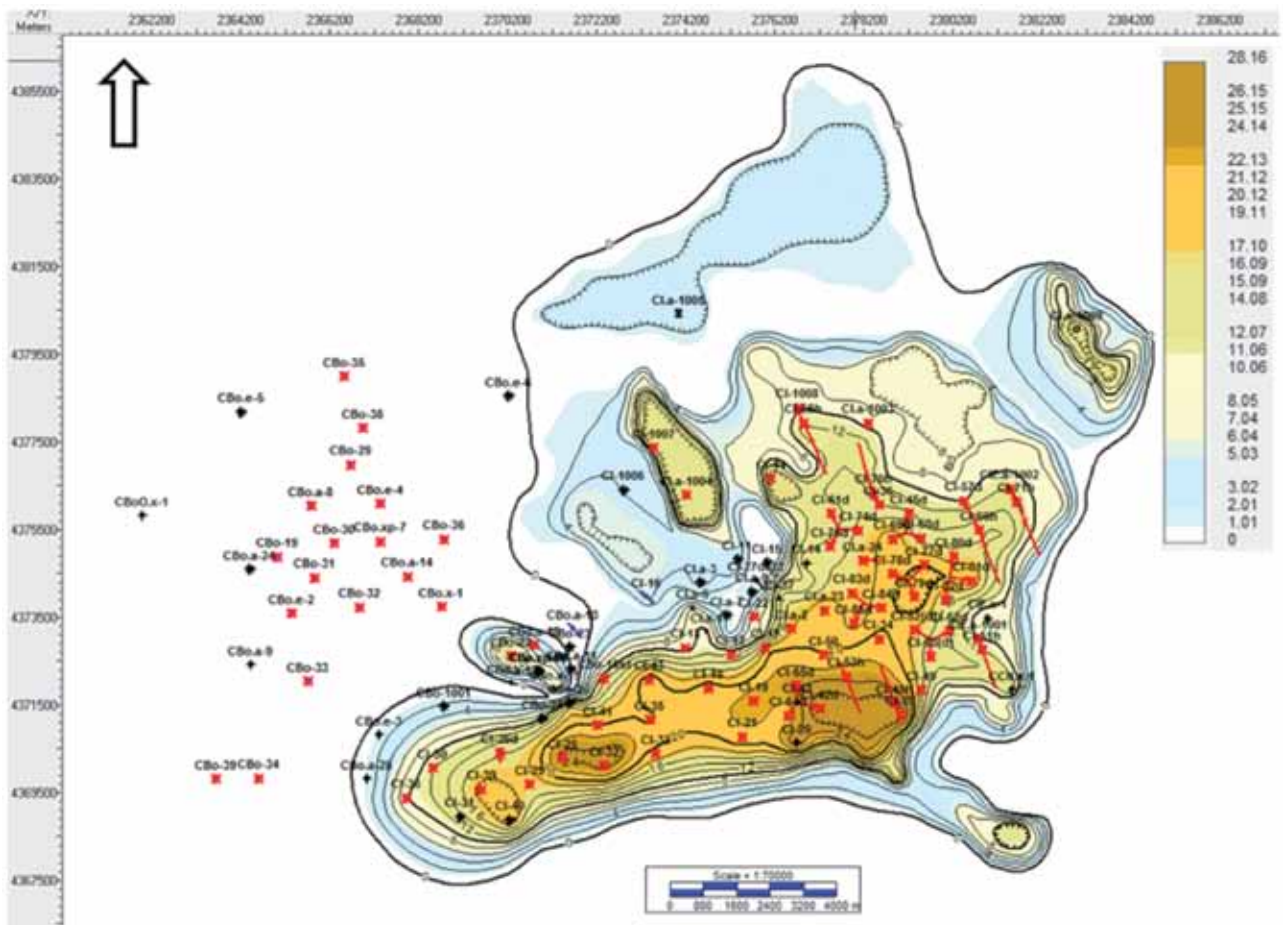


Figura 15. Mapa de espesor neto consolidado por medio de datos de pozo y de la interpretación de terminaciones sísmicas.

previos demostraban que la relación amplitud/espesor y amplitud/permeabilidad no siempre evidenciaba correlaciones favorables. Por ello, el análisis, tanto de amplitudes como de AVO, fue complementado, controlado y validado con el análisis de pozos. Se identificaron zonas de mayor interés que presentaban alguno o varios de los siguientes aspectos sísmicos: buen nivel de amplitud del evento, buen espesor del mismo y/o geometrías sísmicas que se interpretan como afinamientos y erosión del mismo.

Se identificaron extensiones y nuevos relictos de erosión del reservorio M1, todos con saturación de gas aunque cada uno con patrones faciales distintos. El pozo CI.a-1004 identificó una nueva zona con un espesor grosero de M1 de 36 m que preserva facies convencionales similares a las presentes en Campo Boleadoras, convirtiéndose así en el mejor pozo de la campaña con una producción inicial de 400 Mm³/d. Los pozos *offset* mostraron la gran variabilidad de espesores y facies en este nuevo satélite del campo. Apenas a 1400m al Oeste del CI.a-1004, el pozo CI-1006 –que presentaba valores de amplitud similares– encontró una ausencia total de las facies productivas, para ello se erosionado unos 20 m (Figura 11).

Estos resultados reforzaron la estrategia prospectiva guiada por geometrías sísmicas y complementada con el análisis de amplitud, lo que permitió refinar el mapeo del espesor neto para vincular las distintas zonas del yacimiento (Figura 15), el cual guarda cierta relación con el espesor de la secuencia Calafate 2, pero a escala de pozo presenta variaciones inherentes a la variabilidad lateral de facies.

Conclusiones

El yacimiento Campo Indio había entrado en una etapa madura de desarrollo con 4 pozos perforados desde 2009 hasta 2015. A partir de ese momento, se comenzó la reactivación del campo mediante la delimitación del sector oriental que presentaba reservorios subcomerciales de tipo *tight sands* y se descubrieron nuevas acumulaciones satélites hacia el norte.

El desarrollo de las zonas de baja permeabilidad fue posible gracias a la aplicación de técnicas específicas de este tipo de *plays*, como fracturas de gran volumen, pozos desviados *monobore* y pozos horizontales. Se lograron optimizar los costos respecto de las operaciones previas, al reducir el costo por pozo a menos de la mitad, tanto en perforación como en completación.

El descubrimiento de nuevos frentes de desarrollo fue guiado inicialmente por la interpretación sísmica de detalle y toma de riesgo en pozos de avanzada. La presencia del reservorio está dictada por el relieve erosivo de la discordancia D4 (pos-Daniana), quedan preservados relictos de la unidad M1 (Miembro Inferior de la Fm. Magallanes, Maastrichtiano superior-Paleoceno inferior) en aquellos lugares donde tuvo menor erosión. Los límites erosivos del reservorio así como los cambios faciales configuran la trampa de Campo Indio.

El mapeo de detalle es crucial en este play estratigráfico. La activa campaña de perforación y la continua revisión de la sísmica 3D son la guía para sostener el desarrollo.

La implementación del desarrollo *tight* y las nuevas zonas descubiertas constituyen el frente de desarrollo más importante de actividad en los últimos años.

Dadas las condiciones adversas para un desarrollo convencional, este bloque ha sido rediseñado como “Área de Explotación No Convencional Campo Indio Este”, por la provincia de Santa Cruz y la Secretaría de Energía de la Nación, y se constituye así en la primera concesión de este tipo fuera de la Cuenca Neuquina.

Entre 2017 y 2018 se habrán perforado 40 nuevos pozos desviados y unos 12 pozos horizontales. Esto ha permitido llevar la producción desde 600 Mm³/d de gas a 3 Mm³/d, lo que convirtió a Campo Indio en el yacimiento con mayor producción actualmente en el sector terrestre (*onshore*) de la Cuenca Austral. ■

Referencias

- Cagnolatti, M. y Miller, M., 2002, “Los reservorios de la formación Magallanes: Rocas reservorio de las cuencas productivas de Argentina”. V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, p. 91-115, Mar del Plata, Argentina.
- Cagnolatti, M. J. y Miller, M. L., 1999, “Síntesis sismoestratigráfica y petrolera del Cretácico superior alto - Terciario inferior de la Cuenca Austral, Santa Cruz, Argentina”. IV Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Posters: 931-934, Mar del Plata, Argentina.
- Newsham, K. E., Rushing J. A., Laswell, P. M., Cox, J. C. y Blasingame, T. A., 2004, “A Comparative Study of Laboratory Techniques for Measuring Capillary Pressures in Tight Gas Sands”. SPE Annual Technical Conference and Exhibition.
- Ponce J. J. y Carmona, N., 2017, “Análisis sedimentológico e icnológico en testigos corona de la Formación Magallanes, Cuenca Austral”, Informe interno.
- Saccavino, L. L., Echeverría, C., Gutiérrez, F., Cagnolatti, M., Marteau, V. M., Pedrazzini, M. y Barcat, C., 2005, “Las trampas de hidrocarburos de la Formación Magallanes, Cuenca Austral, República Argentina”. VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Mar del Plata, Argentina.
- Saccavino L. Lauri J., Arregui C. y Cagnolatti, M., 2005, “Integración de un modelo estratigráfico, petrofísico y atributos sísmicos en la caracterización de los yacimientos Campo Indio y Campo Boleadoras. Cuenca Austral (*Characterization of Campo Indio And Campo Boleadoras Fields through the Integration of an Stratigraphic, Petrophysic and Seismic Attributes models, Austral Basin*)”, Argentina. INGEPET- Lima, Perú.
- Sneider, R. M. y Sneider, J. S., 1998, *Rejuvenating marginal, aging oil fields: is it profitable?*, *Petroleum Geoscience*, Vol. 4, pp. 303-315.
- Sullivan, M., Cagnolatti, M., Arguello, J., Gutiérrez, F., Trapiche, A., Saccavino, L., Falconaro, S., Echeverría, 2005, “An application of high resolution of sequence stratigraphy: implications for improved description, modeling and management of the Springhill and Magallanes reservoirs, Austral Basin, Argentina”. 2005 AAPG Annual Convention Poster Session, Calgary, Canadá.
- Worthington, P. E., 2000, “Recognition and evaluation of low-resistivity pay”, *Petroleum Geoscience*, 6.6, no.1, pp.77-92.



10 CONGRESO DE
EXPLORACIÓN Y
DESARROLLO DE
HIDROCARBUROS

Análisis multivariable para la caracterización de fluidos y del sistema poral en la formación Vaca Muerta

Por *Carolina Bernhardt* y *Alberto Ortiz* (YPF S.A.),
Diego Gallart (YTEC)
y *Pablo Saldungaray* (Schlumberger)



El estudio de las propiedades de los shales a través de la resonancia magnética nuclear es cada vez más relevante. El avance en adquisición, procesamiento y metodologías de interpretación de data T1 y T2 que ayuda a definir el sistema poral se observa aquí aplicado a tres pozos.

Este trabajo fue galardonado con el Premio del Simposio de Evaluación de Formaciones en el 10º Congreso de Exploración y Desarrollo del IAPG, realizado en 2018 en la ciudad de Mendoza.

Introducción

La composición mineralógica de la Formación Vaca Muerta actualmente es caracterizada con registros especiales, como la espectroscopia de captura e inelástica, calibrados con datos de corona (Mosse *et al.*, 2014; Rodríguez *et al.*, 2015; Bernhardt *et al.*, 2017). Al utilizar modelos petrofísicos complejos, se obtienen al menos diez variables diferentes correspondiente a los minerales principales de la matriz.

Asimismo, la relación poro-fluido en los shales no es un tema fácil de abordar con métodos de estudio convencionales. El principal obstáculo es la escala nanométrica de trabajo que, si bien es posible acceder con imágenes SEM, se dificulta el traspaso (*upscaling*) a una escala métrica adecuada. En este sentido, la herramienta resonancia magnética nuclear (NMR) a través de los mapas T1T2 permite el análisis del sistema poro-fluido de grandes volúmenes de roca y con una resolución vertical semejante a otras herramientas como densidad, neutrón, dieléctrico y, en particular, espectroscopia de captura.

Ambas técnicas descritas generan un enorme volumen de información con múltiples variables, lo que plantea el desafío de encontrar nuevas técnicas y metodologías para mejorar las evaluaciones y el entendimiento de los datos.

Este trabajo tiene por objetivo utilizar técnicas de análisis multivariable para el análisis de las relaciones entre la mineralogía de la interpretación petrofísica y el sistema poro-fluido definido mediante análisis NMR T1T2. Este análisis permitirá avanzar en la caracterización de potenciales *landing zones*, como también predecir los niveles con mayor producción de agua.

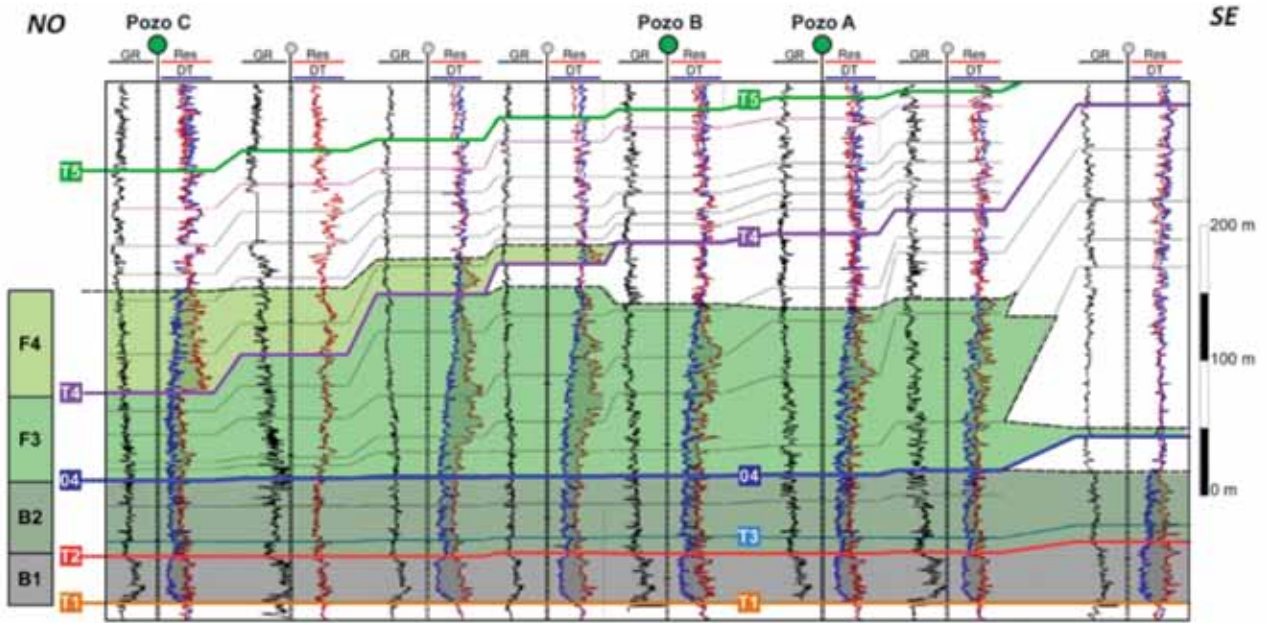
Datos y metodología

En este trabajo se analizan los datos de pozos verticales (A, B y C) que atraviesan toda la sección orgánica de la Fm. Vaca Muerta. Estos pozos cuentan con información de registros eléctricos, como espectroscopia de captura e inelástica, NMR (adquirida en modo *standard* y T1T2), dieléctrico y triple combo. Además, el pozo B tiene datos de corona que cubren todo el intervalo de la Fm. Vaca Muerta y que se utiliza para calibrar la interpretación petrofísica.

Los pozos analizados se ubican en ventana de petróleo, con una madurez termal entre 0.9 (pozo B) y 1.2 (pozo A) determinada por reflectancia de la vitrinita (R_o) y a una distancia máxima entre pozos de 20 km. En la figura 1 se muestra una sección de pozos de orientación NO-SE donde se indica la posición relativa de los pozos A, B y C.

La metodología podría resumirse en la aplicación de técnicas de análisis multivariable en el pozo B, encontrándose relaciones entre la mineralogía y el sistema poro-fluido. Luego se intenta predecir las variables de mejor correlación y verificar las predicciones encontradas en los pozos vecinos A y C a modo de blind test.

En los análisis realizados es necesario tener en cuenta el contexto geológico. Se definieron cuatro intervalos se-



gún las superficies crono-estratigráficas de Desjardins et al. (2016), el contenido en materia orgánica total (COT>2%) y su posición geométrica en las clinoformas. Los intervalos pueden clasificarse en dos tipos: los del segmento de bottomset (B) y los correspondientes a segmentos de foreset (F). A continuación, se detallan los límites de los cuatros intervalos:

- Intervalo B1: entre las superficies T1 y T2 (Desjardins et al., 2016), corresponde a la sección basal, conocida como “la cocina”.
- Intervalo B2: entre las superficies T2 y la superficie 04 (Desjardins et al., 2016). También corresponde a un segmento de bottomset.
- Intervalo F3: en el pozo A y B, entre la superficie 04 y un techo diacrónico del intervalo con COT >2%. En el pozo C, entre las superficies 04 y T4 (Desjardins et al., 2016).
- Intervalo F4: solo representada en el pozo C, entre la superficie T4 (Desjardins et al., 2016) y un techo diacrónico del intervalo con COT >2%.

Interpretación petrofísica

Se realiza a partir de registros eléctricos siguiendo un modelo petrofísico conceptual (Figura 2). Los tres pozos cuentan con un modelo probabilístico construido en dos etapas. En la primera, se resuelve la fracción mineralógica (porcentaje en peso) con datos de espectroscopía de captura e inelástica, utilizando una calibración de concentraciones elementales y mineralogía obtenida a partir de fluorescencia de rayos X (FRX) y difracción de rayos X (DRX) de muestras de corona (Bernhardt et al., 2017). Esta metodología de calibración para la Fm. Vaca Muerta es descrita por varios autores (Mosse et al., 2014, Rodríguez et al., 2015).

La segunda etapa resuelve los volúmenes de la matriz mineral y fluidos, a través de un modelo probabilístico con el empleo de las curvas de densidad, neutrón, porosidad NMR y volumen de agua total (PWXO) que se obtiene de la herramienta dieléctrica. El volumen de agua ligada a las arcillas (CBW) se obtiene a partir del volumen de arcilla calculado con espectroscopía y el *pore water (IPW) por la diferencia entre CBW y PWXO*.

MATRIZ MINERAL													FLUIDOS					
Inorgánica											Orgánica	Agua		Gas	Hidrocarburo			
Cuarzo	Mica	Feld-K	Plag	Montmorillonita	Illita	Clorita	Caolinita	Calcita	Dolomita	Ankerita	Pirita	Kerogeno	Estructural	Ligada a arcillas	Pore Water	Gas	<C20	>C20
													Φ Agua		Φ HC			
													Porosidad Total					

Figura 2. Modelo petrofísico conceptual para la Fm. Vaca Muerta.



SOMOS UNA NUEVA GENERACIÓN

***Nos gustan los desafíos, la innovación
y superarnos constantemente.***

*Somos petróleo y gas.
Somos energía eléctrica.
Somos telecomunicaciones.*

Somos PECOM
Energía que deja huella

PECOM
GRUPO PEREZ COMPANE

Procesamiento de datos NMR modo T1T2

Para la adquisición de la información de mapas T1-T2 se utilizó la herramienta NMR descrita en Anand *et al.*, (2015), que opera a una frecuencia de 2 MHz y un espaciado entre ecos de 200 us. Los mapas se computan a partir de los ecos de una secuencia compuesta por seis diferentes tiempos de polarización entre 1 y 3000 ms que también está descrita en la referencia citada, denominada "Long-T1" (referirse a la Tabla 1 en Anand *et al.*, 2015). La secuencia permite obtener mapas T1-T2 continuos en profundidad con una frecuencia de muestreo de 12 pulgadas.

La interpretación de los mapas T1-T2 se basa en la metodología Blind Source Separation (BSS) (Anand 2017). Esta metodología posibilita analizar mapas T1-T2 de uno o más pozos en forma simultánea. En un primer paso los ecos se invierten para generar los mapas, y la información de uno o múltiples pozos se "apila" o promedia sobre el intervalo de interés. De este mapa "apilado" se extraen una serie de señales o mapas base, cuya suma ponderada puede reproducir el mapa original con un grado de confianza determinado. Cuanto mayor es el grado de confianza requerido, mayor es la cantidad de señales necesarias para reconstruir el mapa total. Cada mapa base representa un tipo o facie poro-fluido con una respuesta T1-T2 característica y única. A cada nivel de profundidad, el peso o factor de ponderación de cada mapa base en la reconstrucción del mapa total es la contribución de esa facie poro-fluido normalizada a la porosidad total. Es decir, aplicando esta técnica se puede descomponer la porosidad total de NMR en una serie de volúmenes o fracciones de porosidad por cada uno de los mapas base correspondientes a las facies poro-fluido. El último paso en la interpretación es asignar un significado petrofísico a cada uno de estos volúmenes, por ejemplo, agua ligada a las arcillas (CBW), agua en poros inorgánicos (IPW), bitumen o >C20 (BIT), hidrocarburo móvil por lo general en poros inorgánicos (HC) u orgánicos (OP), etc.

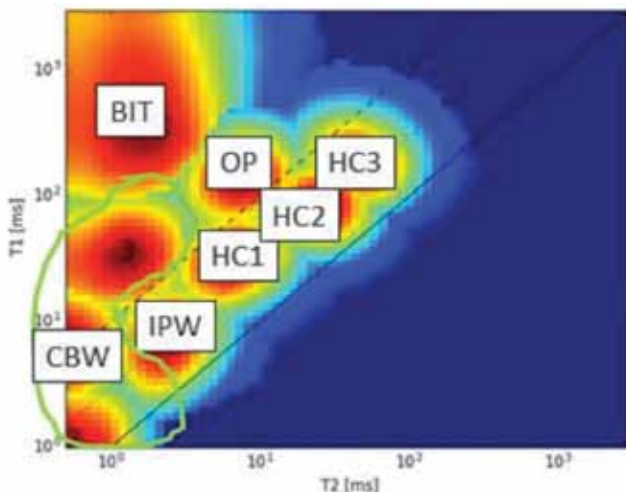


Figura 3. Mapa T1T2 con 9 fuentes y posición de cada una de las señales en el eje T1 y T2 (Ortiz *et al.*, 2017). Referencias: CBW: agua ligada a las arcillas, IPW: agua en poros inorgánicos, BIT: bitumen o >C20, OP: orgánicos; y HC: hidrocarburo móvil (HC1, HC2 HC3, se refiere a diferentes sistemas poro-hidrocarburo asociado).

Cada uno de estos volúmenes interpretados puede estar constituido por uno o la suma de varios mapas base. El número óptimo de mapas base es un compromiso entre la "granularidad" requerida para capturar las propiedades petrofísicas más importantes y la eficiencia del proceso interpretativo teniendo en cuenta la relación señal ruido que se puede obtener a condiciones de fondo.

La técnica y los resultados obtenidos para la Fm. Vaca Muerta fue presentada por Ortiz *et al.* (2017), donde también se discuten aspectos, como cuál es el número óptimo de mapas base requeridos, las limitaciones de la metodología y se interpretan las facies poro-fluido. En la figura 3 se presenta un ejemplo del mapa T1T2 con su correspondiente interpretación de fluido-poro, lo cual origina los diferentes volúmenes que luego se comparan con los resultados de la interpretación petrofísica. En el trabajo, los autores se refieren a la señal HC1 como un poro no claramente definido con hidrocarburo.

Las señales identificadas a partir del procesamiento de BSS se nombran según la siguiente nomenclatura: HC1, HC2, HC3, OP, BIT, CBW y IPW. Las señales HC1, HC2 y HC3 hacen referencia a diferentes sistemas poro-hidrocarburo asociado. Las señales HC2, HC3 e IPW tienen la relación T1T2 más baja y BIT la más alta. El volumen total de agua se define con la sigla WAT y corresponde a la suma de CBW e IPW.

La caracterización de las fuentes y su posición en el mapa T1T2 definida en el pozo B se mantiene en los pozos A y C.

Análisis multivariable

En el pozo B se analiza un total de 15 variables (entre volúmenes minerales y de poro-fluido) que comprenden 1296 observaciones a intervalos de 0,1524 me (Gallart *et al.*, 2018). El objetivo es establecer el grado de correlación entre variables mediante diferentes técnicas de análisis y seleccionar aquellas del sistema poro-fluido T1T2 que presenten mejor correlación para generar una curva sintética a través de modelos predictivos. Una vez predichas se las compara con curvas que se denominan "reales" provenientes de herramientas que no fueron tenidas en cuenta en el análisis.

Los modelos predictivos utilizados se detallan a continuación:

- **Regresión lineal múltiple:** consiste en una selección de variables paso a paso en modo de eliminación "hacia atrás". En este proceso de selección se toma el modelo con todas las variables en la ecuación y luego se van excluyendo una tras otra en orden de correlación menor a mayor con respecto a la variable dependiente.
- **Support Vector Regression (SVR):** el objetivo de SVR es encontrar un hiperplano que separe estas clases con un error mínimo, asegurándose también que el hiperplano tenga la máxima distancia (margen) con los puntos que estén más cerca de él para cuando se tiene un conjunto linealmente separable de puntos de dos clases diferentes. Con esta premisa, SVR busca este hiperplano, pero asegurándose de que la distancia entre estos puntos y el hi-

perplano no sea mayor a un valor establecido (epsilon).

- Red neuronal (RNA): este modelo está constituido por una colección de elementos de procesamiento (modos o neuronas) altamente interconectados que transforma un conjunto de datos de entrada en un conjunto de datos de salida deseado. Es una técnica de estimación y clasificación perteneciente a la inteligencia artificial, que tiene como principio el proceso de aprendizaje que intenta simular la conducta cognitiva del cerebro humano. Una RNA está constituida por capas o layers de información, donde generalmente se puede distinguir una capa de entrada (variables independientes), una o varias capas intermedias u ocultas (que realizan la determinación de las relaciones entre las variables de entrada y salida) y una capa de salida que recibe el resultante de las variables independientes. La red neuronal requiere el entrenamiento con datos previa normalización de los mismos.
- *Stacked Ensemble*: con el objetivo de probar la performance de los diferentes modelos, se denomina de esta forma al conjunto de modelos agrupados a través de una técnica de aprendizaje automática.

Resultados

A continuación, se presentan los resultados de los métodos descriptos anteriormente para los tres pozos analizados.

Interpretación petrofísica

En la figura 4 se muestra el resultado de la interpretación petrofísica del pozo B, donde se resuelven 10 tipos de minerales y la porosidad total con 4 tipos de fluidos. La mineralogía y porosidad se encuentra calibrada con datos de laboratorio de testigo de roca. Las diferentes proporciones mineralógicas y porosidad en los pozos A, B y C en los intervalos B1, B2, F3 y F4 se presenta en la figura 5 y la tabla 1.

Procesamiento de datos NMR modo T1-T2

Los resultados del procesamiento de NMR modo T1-T2 para los pozos A, B y C, en los intervalos B1, B2, F3 y F4 se presentan en términos de saturación (S) en la figura 6 y la tabla 2.

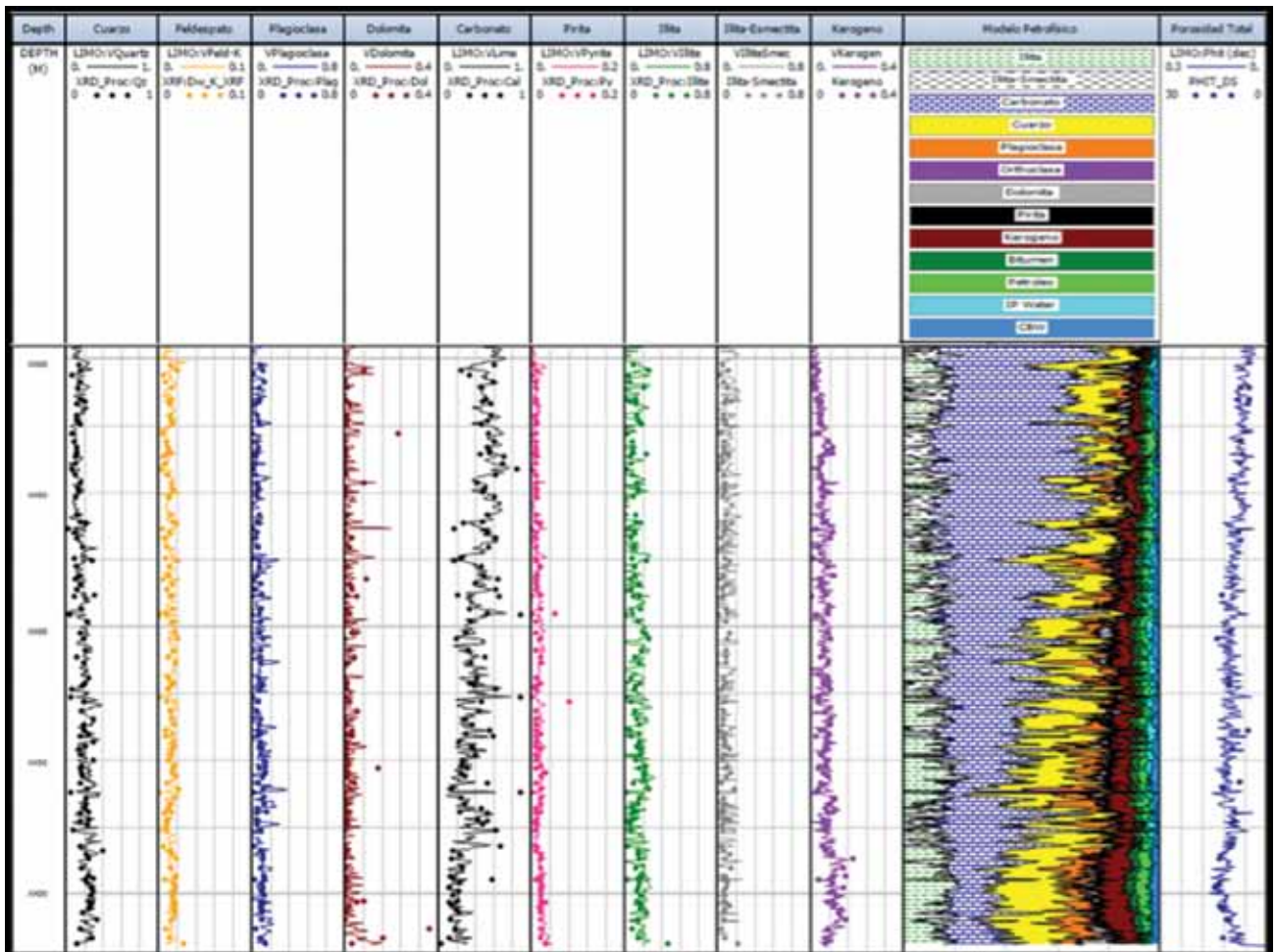


Figura 4. Calibración roca-perfil correspondiente al pozo B (Bernhardt *et al.*, 2017). Pista 1 indica el espesor total analizado. Las nueve (9) pistas siguientes muestran el ajuste mineralógico de las curvas interpretadas con respecto a los datos DRX (% peso en seco). Pista 10 presenta los volúmenes mineralógicos y de fluidos. Pista 11 muestra la interpretación de porosidad total calibrada con corona.

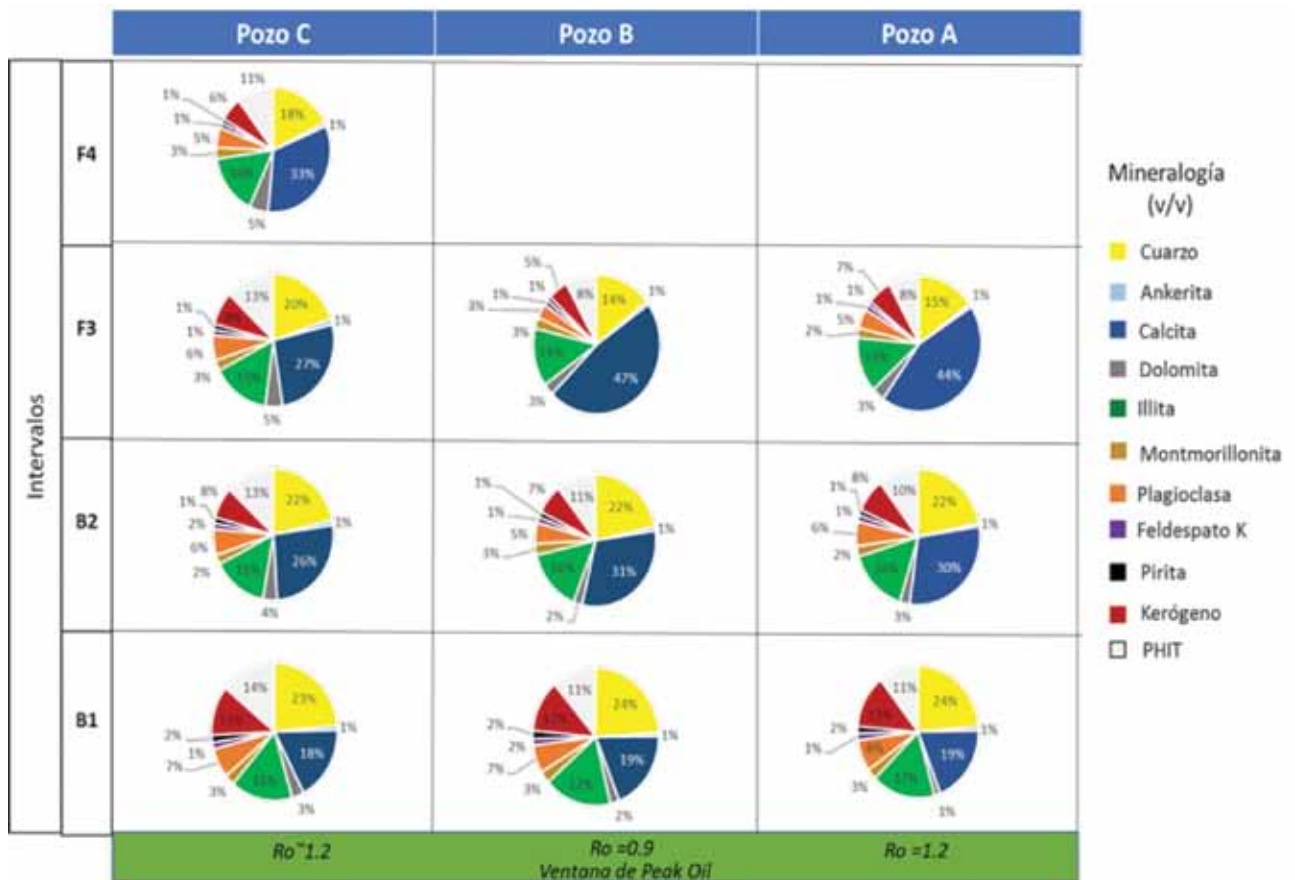


Figura 5. Gráficos circulares que muestra las proporciones mineralógicas (v/v) para los 3 pozos en los diferentes intervalos analizados.

Mineral / Fluido	Características
Calcita	En la vertical, aumenta en forma continua desde el intervalo B1 a los superiores en los tres pozos. Respecto de la variabilidad lateral en el intervalo B1 esta es relativamente constante, mientras que en los intervalos B2 y F3 se observa una disminución en el pozo C.
Dolomita	En general se presenta en porcentajes bajos alrededor del 3% aumentando hacia los niveles superiores. El pozo C, en todos los intervalos contiene un volumen ligeramente más alto respecto de los otros dos pozos.
Plagioclasa	Para todos los pozos representa el 6% del volumen total de la roca. Disminuye levemente hacia los intervalos superiores.
Illita	Para todos los pozos representa el 15% del volumen total de la roca. Disminuye levemente hacia los intervalos superiores.
Cuarzo	Para todos los pozos disminuye gradualmente hacia los intervalos superiores. Respecto de variabilidad lateral en todos los intervalos es relativamente constante, mientras que en el intervalo F3 se observa un aumento en el pozo C.
Montmorillonita	Para todos los pozos representa en 3% del volumen total de la roca y con poca variabilidad entre pozos.
Feldespato K	Para todos los pozos se presenta en cantidades mínimas, entre del 1 a 2 %.
Pirita	Representa entre el 2 y 1% del volumen total, los mayores valores están en el intervalo B1 para todos los pozos.
Kerógeno	En los tres pozos disminuye progresivamente hacia los niveles superiores. El pozo C, los intervalos B2 y F3 contiene un volumen más alto respecto de los otros dos pozos.
Porosidad total	Disminuye progresivamente hacia los intervalos superiores en los tres pozos. El pozo C presenta mayor porosidad en los tres intervalos respecto a los otros dos pozos.

Tabla 1. Descripción de la mineralogía en los 3 pozos.

Porofluido (Nemónicos)	Características
SCBW	El pozo C presenta los menores valores para todos los intervalos.
SIPW	El pozo C presenta los mayores valores para los intervalos B1, B2 y F3 respecto de los otros dos pozos.
SHC1	Disminuye hacia los niveles superiores. En el pozo C posee mayor valor de HC1 respecto de los otros dos pozos.
SHC2	Tiene poca variación entre pozos e intervalos.
SHC3	Los mayores valores para los niveles B1, B2 y F3 se encuentran en el pozo A, mientras que el pozo C presenta los valores más bajos para todos los intervalos.
SOP	El pozo B presenta los mayores valores disminuyendo hacia el A y luego C (con valores que no superan el 10%). A su vez disminuye hacia los niveles superiores, con excepción del pozo C que no hay variabilidad entre intervalos.
SBIT	El pozo B de menor madurez termal posee mayores valores de BIT. En los pozos A y C la variabilidad entre intervalos es mínima, no supera el 5%.

Tabla 2. Descripción del sistema poro-fluido.

wintershall

A subsidiary of
BASF – We create chemistry

CONTRIBUIMOS

AL DESARROLLO ENERGÉTICO

DE LA ARGENTINA





Figura 6. Gráficos de barras para comparar los porcentajes de saturaciones de los volúmenes poro-fluido en los diferentes intervalos de los tres pozos analizados.

En los pozos A y C, de mayor madurez termal, el contenido (en términos de saturación) de hidrocarburo >C20 (o bitumen) disminuye notablemente respecto del pozo B.

minerales, en particular, las arcillas y el cuarzo. T1T2_IPW y HC3 con relaciones un poco más bajas, muestran una correlación negativa con la calcita y positiva con el cuarzo y la illita. El T1T2_HC1 se relaciona positivamente con el

Análisis multivariable

En la tabla 3 se presentan los resultados para el pozo B del análisis multivariado de las correlaciones entre los volúmenes de tipos de poro-fluido y mineralogía. Se listan aquellas que presentan una relación más fuerte (≥ 0.45 o ≤ -0.45).

Variable uno	Variable dos	Correlación
PF_T1T2_WAT	M_Illite	0,63
PF_T1T2_WAT	M_Calcite	-0,61
PF_T1T2_HC1	M_Kerogen	0,58
PF_T1T2_WAT	M_Montmorillonite	0,56
PF_T1T2_WAT	M_Quartz	0,55
PF_T1T2_IPW	M_Calcite	-0,51
PF_T1T2_CBW	M_Illite	0,50
PF_T1T2_IPW	M_Quartz	0,49
PF_T1T2_HC3	M_Illite	0,46

Tabla 3. Muestra las correlaciones más fuertes entre variables.

La variable T1T2_WAT (volumen de agua total) resalta como la que mejor correlaciona con la mayoría de los

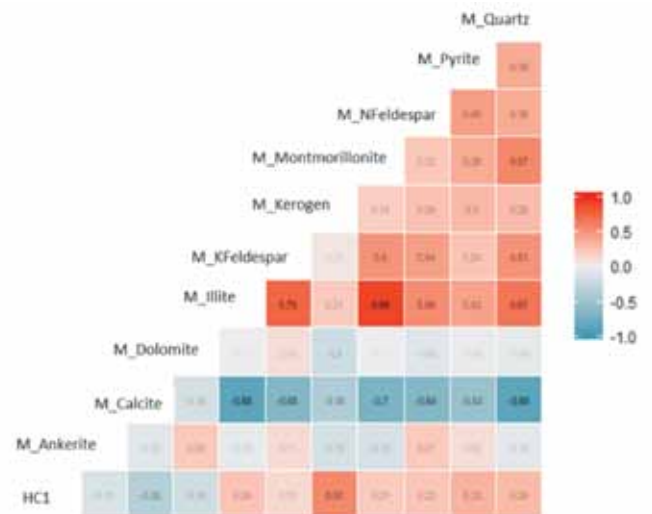


Figura 7. Correlación entre HC1 y la mineralogía para el intervalo Vaca Muerta con COT>2%. El color rojo más intenso es una correlación fuertemente positiva, el azul una correlación negativa (anti-correlación).

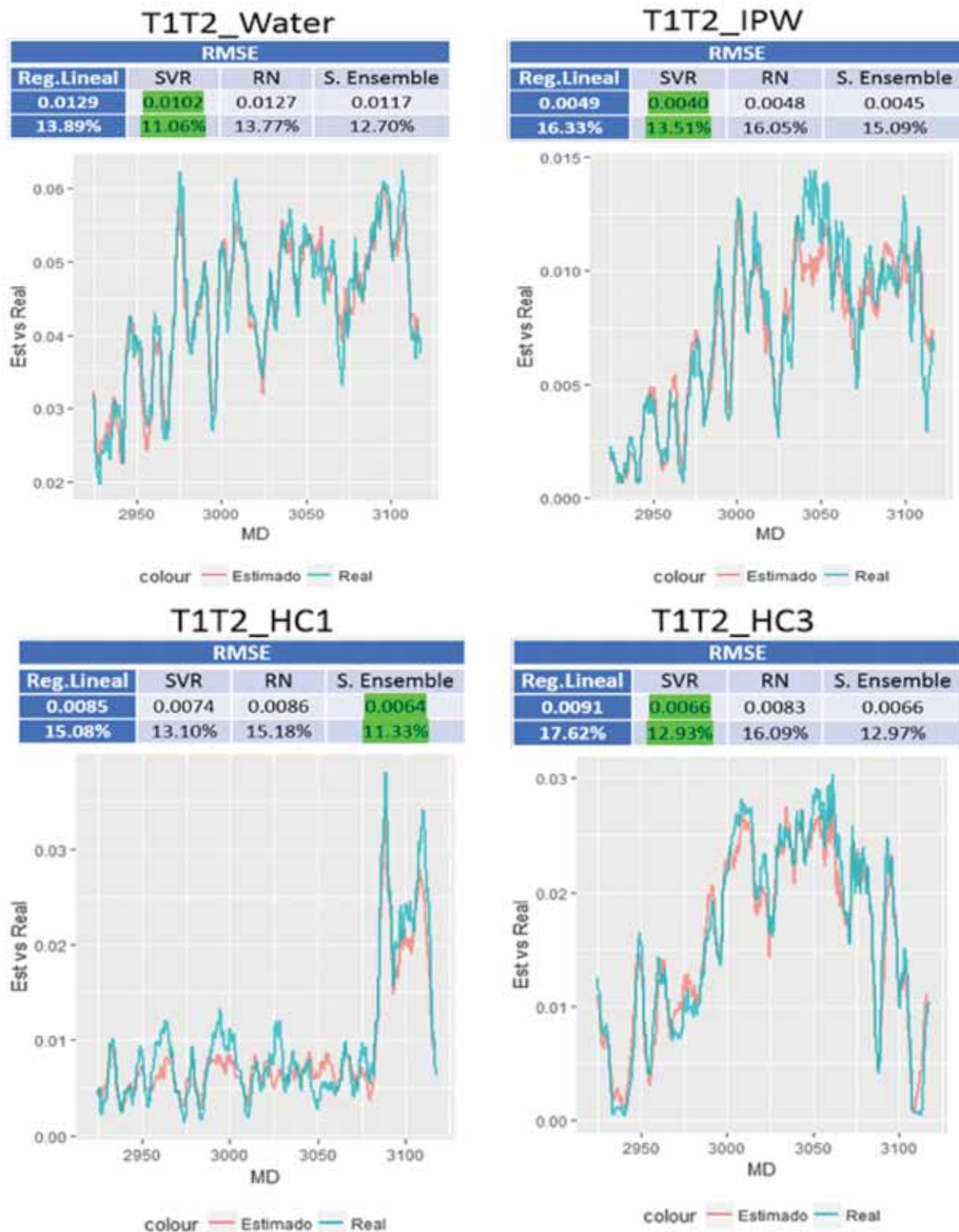


Figura 8. Tablas y gráficos comparativos en el pozo B de los modelos predictivos en función del error cuadrático medio (RMSE) para cada una de las predicciones de las variables objetivo y variables reales vs. la predicción en función de la profundidad, respectivamente.

volumen de Kerógeno (Figura 7), lo cual podría indicar que este volumen se encuentra asociado a poros orgánicos.

A partir de estas relaciones observadas en el pozo B, se intenta predecir en base a la mineralogía alguna de las variables del sistema poro-fluido del NMR modo T1T2 (Figura 8).

Para las diferentes predicciones se aplicaron los tres modelos descritos anteriormente. El modelo básico *Support vector regression* el más certero en la mayoría de los casos,

con excepción para la variable HC1 en donde el modelo Stacked ensemble muestra el menor error.

Validadas las predicciones en el pozo B (con 20% de valores no utilizados en los modelos) se procede a comparar las diferentes predicciones en los pozos B y C utilizados como pozos prueba.

En la figura 9 se comparan los resultados de las diferentes predicciones (curvas sintéticas) con los datos obtenidos

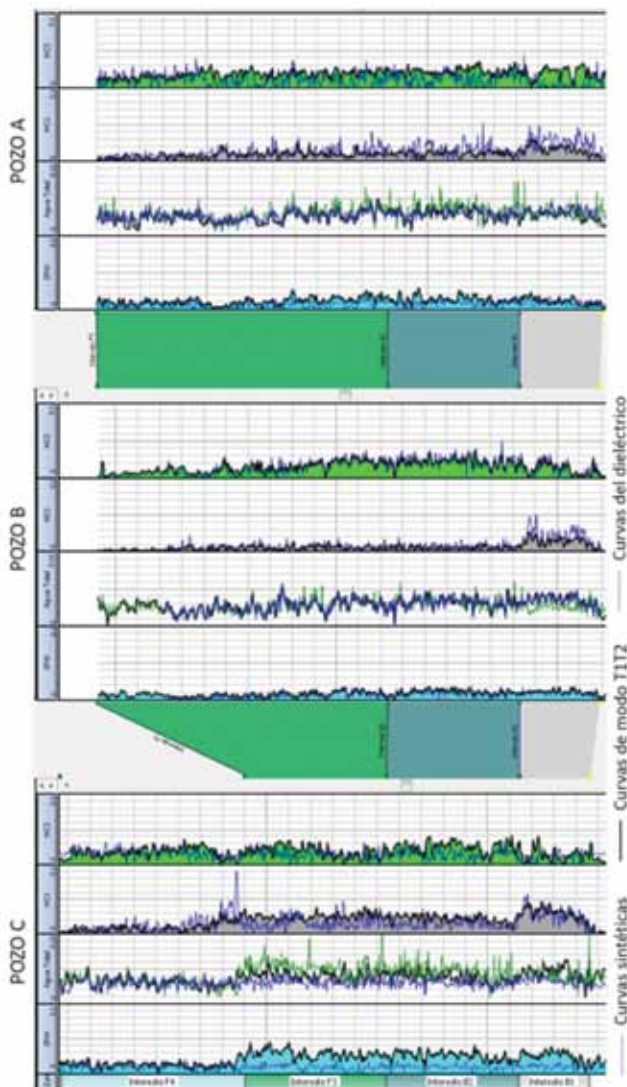


Figura 9. Comparación de curvas sintéticas a partir de predictores con respecto a curvas reales de los pozos A, B y C. Pista 1: intervalos de Fm. VM. Pista 2: IPW real vs IPW sintético. Pista 3: HC1 real vs. HC1 sintético. Pista 4: HC3 real vs. HC3 sintético. Pista 5: volumen de agua total de T1T2, dieléctrico y sintético.

a partir de la herramienta NMR modoT1T2 y dieléctrico (datos denominados reales) para los tres pozos (A, B y C) en intervalo de la Fm. Vaca Muerta (COT >2%).

La curva HC1 sintética muestra, en general, buena similitud respecto de la curva real de T1T2 en los pozos, mientras que la curva HC3 sintética está por debajo de la curva real en los pozos A y C con una diferencia promedio del 30%.

Las diferencias más grandes entre las curvas sintéticas y las reales se observan en el pozo C (intervalos B1, B2 y F3) entre el volumen de agua total y capilar medidas con las herramientas T1T2 y dieléctrico. También se observa que el T1T2_WAT_real no llega a los valores de PWXO para los intervalos B2 y F3 en el pozo C.

Los gráficos de la figura 10 muestran las diferencias entre las curvas sintética y las derivadas de T1T2 para IPW y T1T2_WAT en los tres pozos.

En términos volumétricos se observa un buen ajuste de la curva IPW y agua total sintética con las curvas reales en los pozos A, B y C, con excepción de los intervalos B1, B2 y F3 de este último pozo. La diferencia en estas zonas es del

50% para el IPW y del 35% en agua total.

En la figura 11 se muestran las diferencias en el agua capilar y total en términos de saturación.

Ortiz *et al.*, (2018) observaron en el intervalo Vaca Muerta inferior (intervalo B1 de este trabajo) similitudes en los valores de saturación de agua total a partir del dieléctrico y modo T1T2 NMR, para pozos ubicados en un rango de madurez amplio (0,9 a 1,6 de Ro). Del mismo modo, en este trabajo la saturación de agua a partir del dieléctrico (SPWXO) es similar a la del modo T1T2 (T1T2_SWAT) con valores entre un 40% y 50% para todos los intervalos de los pozos A, B y C. Las excepciones vuelven a ser los intervalos B2 y F3 del pozo C, en donde SPWXO es mayor al 10% respecto de T1T2_SWAT. También se observa como la saturación a partir del agua total sintética (PreSWAT) no reproduce el T1T2_SWAT y SPWXO en estos mismos intervalos, haciendo que la diferencias entre PreSWAT y SPWXO llegue a un 24 %.

En cuanto a la saturación de IPW, el pozo C en los niveles B1, B2 y F3 muestra más de 10% de agua respecto de los otros dos pozos. Además, la curva sintética PreSIPW presenta valores sistemáticamente menores al IPW real (13%) para estos mismos intervalos del pozo C.

Discusión

Los resultados obtenidos permiten el análisis de tópicos variados que se resumen a continuación:

Análisis de los hidrocarburos (HC1)

En estudios previos del sistema poro-fluido a partir de T1T2 se ubican a la señal #6 (HC1) en una posición intermedia entre poros orgánicos e inorgánicos, pero no asociada a ninguno de ellos (Ortiz *et al.*, 2017). En el Pozo C, se observa para todos los intervalos un aumento de este volumen de HC1 (Figura 6), que coincide con un aumento del volumen de kerógeno en el pozo. Por otro lado, el análisis multivariado muestra una correlación directa y positiva entre el volumen de esta señal y el volumen de kerógeno (Figura 7).

Estas observaciones sugieren que el HC1 representa un fluido (probablemente hidrocarburo) que se encuentra alojado en poros orgánicos.

Análisis del agua

Para todos intervalos analizados, los volúmenes y las saturaciones de agua (total e IPW) medidos y sintéticos en los pozos A y B presentan una fuerte concordancia, mientras que en el pozo C los sintéticos son claramente más bajos a los medidos para los intervalos inferiores. Si bien, parece existir una fuerte relación entre la mineralogía y los volúmenes de agua, podría haber otras variables que controlen el contenido de fluidos, por ejemplo, la madurez termal y la textura de la roca.

Respecto de la variación en la madurez termal, no parece explicar las diferencias en el contenido de agua. El pozo C se encuentra en un nivel de madurez termal similar al pozo A y en este último no se observaron variaciones entre curvas de volúmenes y saturaciones de agua. En el caso de la textura, se puede inferir cambios a partir de variaciones en las proporciones mineralógicas. En el pozo C hay un aumento de los minerales clásticos y una disminución del contenido carbonático en los intervalos B2 y F3

TE ACOMPAÑAMOS ESTÉS DONDE ESTÉS



LA INDUSTRIA DE PETRÓLEO Y GAS REQUIERE EQUIPOS 100% CONFIABLES PARA TU OPERACIÓN EN TODO MOMENTO.

En Finning encontrarás un amplio portafolio de maquinaria, repuestos y servicios, así como soluciones integrales que permiten agregar valor a tus necesidades.

Motores Diésel y Gas – compresión, generación de energía, potencia. Sistemas bi-fuel

Motores eléctricos para compresión

Transmisiones y bombas alternativas para Well Service

Monitoreo remoto

Soluciones de Ingeniería a medida

LLAMANOS AL
0800 555 0832
FINNING.COM



FINNING. CAT

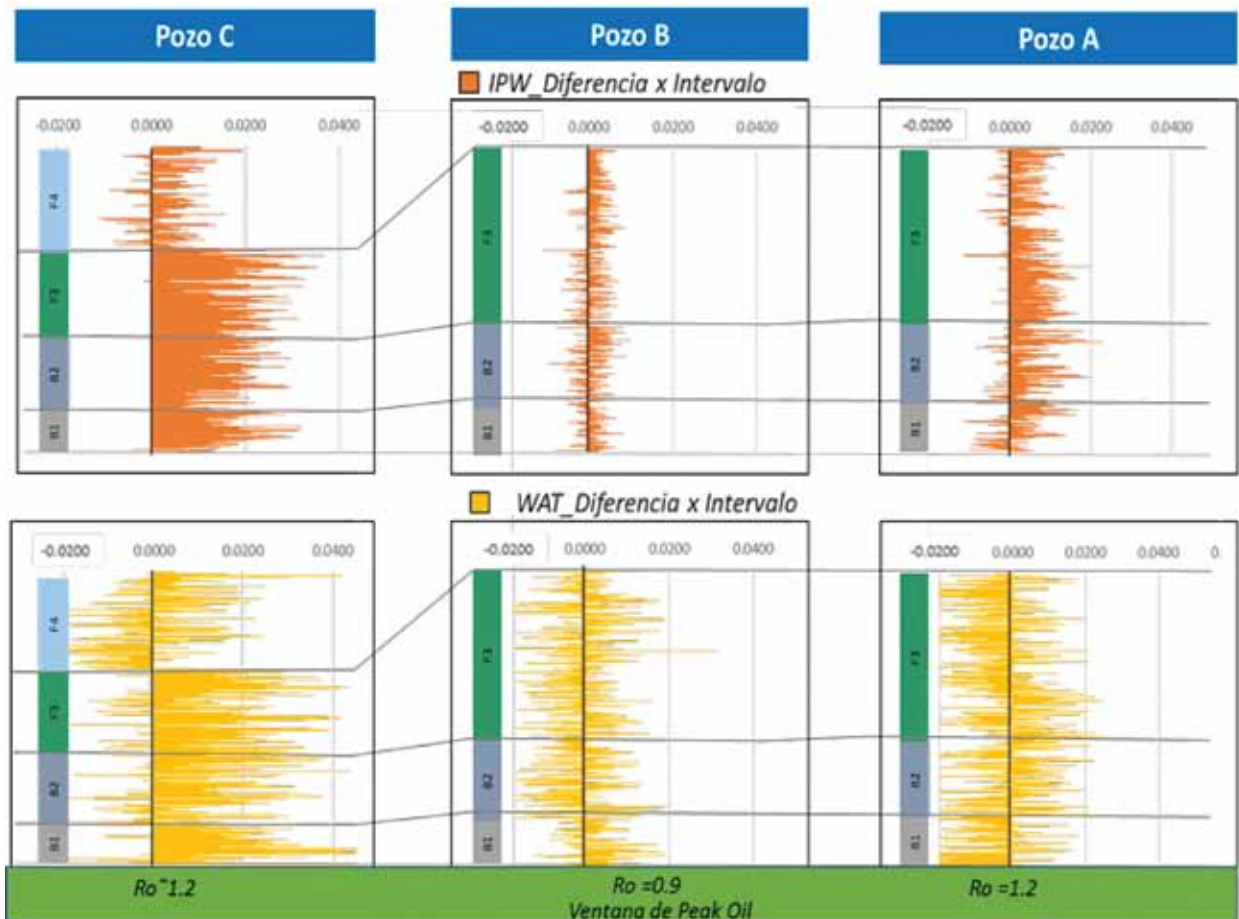


Figura 10. Gráficos en profundidad que muestran las diferencias entre las curvas sintéticas vs. reales de T1T2 para IPW (agua capilar) y T1T2_WAT (agua total) en los pozos A, B y C. Diferencias positivas indican valores más altos de la curva real. Notar la gran diferencia en el pozo C en los intervalos F3, B2 y B1.

respecto de los otros pozos. Sin embargo, en el intervalo B1 la variabilidad mineralógica es prácticamente nula y se mantiene la diferencia entre las curvas de agua, en consecuencia se infiere que la textura no ocuparía un papel importante.

Una hipótesis alternativa para explicar las diferencias en el contenido de agua en el pozo C, se basa en que el volumen de agua obtenida a partir de las predicciones y los registros en los pozos A y B, sean la resultante del proceso de soterramiento y diagénesis de la roca. No así en los niveles inferiores del pozo C (B1, B2 y F3), donde las diferencias entre las curvas podrían estar evidenciando algún aporte de agua externo al sistema.

Las diferencias entre la saturación de agua total de T1T2 y dieléctrico para el intervalo B2 y F3 en el pozo C, hacen suponer que en estos intervalos el método T1T2 podría estar subestimando la cantidad de agua de la roca. El volumen de agua restante debería estar alojado en otros sistemas porales, que inicialmente se han definido con presencia de hidrocarburo. En este caso sería la diferencia entre la curva sintética y la del dieléctrico la que realmente representa el volumen de agua extra.

Cumella *et al.* (2018) presenta la posibilidad de sistema shales abierto (*Open-System Exchange*) con entrada y salida de fluidos como hidrocarburos y agua. En reservorios convencionales este comportamiento es más claro, donde la presencia de fluidos está relacionada con la proximidad de

la roca generadora, migración y entrapamiento. En este sentido, el pozo C tendría que estar ubicado en un sector de la cuenca donde la migración fue más activa, comparada con la de los pozos A y B y que representarían un sistema de shale cerrado.

Si esto válido, probablemente los pozos horizontales aterrizados en los intervalos de mayor contenido de agua en el pozo C produzcan un porcentaje de agua alto por cantidad de hidrocarburo producido.

Conclusiones

- La señal HC1 en el mapa T1T2 NMR representa porosidad de tipo orgánica localizada en el kerógeno.
- La predicción de fluidos en el shale Vaca Muerta, no siempre depende de la mineralogía.
- En los pozos A y B, la gran similitud entre la curva de agua capilar y total que se calcula a través de los predictores y la que se obtiene a partir de modo T1T2 y dieléctrico, podría indicar un sistema de shale cerrado donde el agua presente sería la resultante del procesamiento de soterramiento y diagénesis de la roca.
- En el pozo C, la diferencia de agua total entre la curva sintética y la medida a partir de la herramienta dieléctrica estaría relacionada con la presencia de agua producto del aporte de una fuente externa, lo cual sugiere un sistema abierto con entrada y salida de fluidos.

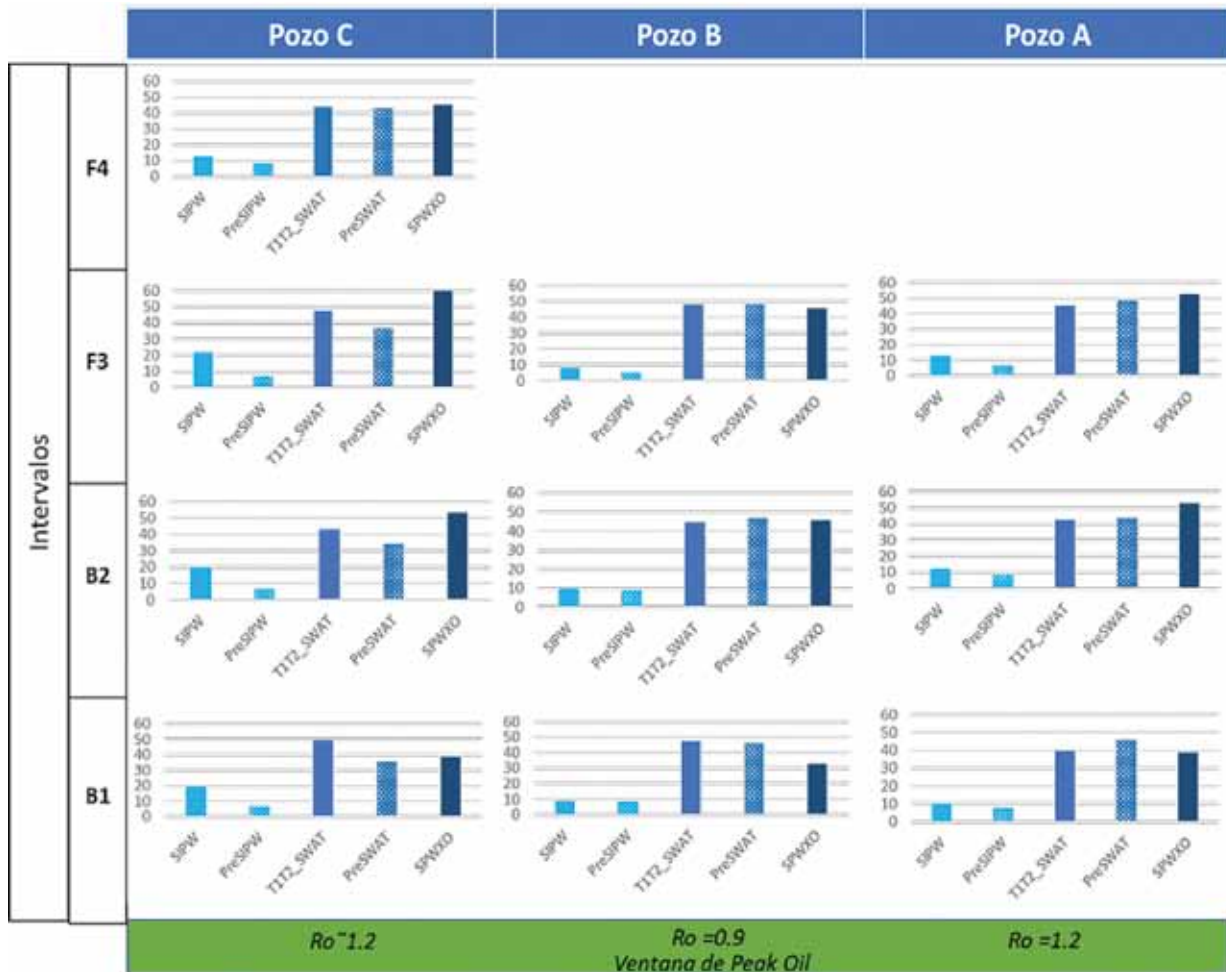


Figura 11. Gráficos de barras para comparar los porcentajes de saturación de agua total y agua capilar en los diferentes intervalos de los tres pozos analizados. Las curvas estimadas son los trazos finos de color azul para el agua total (preSWAT) y celeste para el agua capilar (preSIPW).

Agradecimientos

Agradecemos a Fabián Domínguez, Guido Bardelli y María Jimena Rodríguez por la ayuda y el soporte técnico en la realización de este trabajo.

Referencias

Anand, V., Ali, M. R., Al-Adani, N, Willis, D., Freedman, R., Hamichi, F., Abubakar, A., Grover, R., Neto, O., Aboud, M. y Iglesias, J. G., 2015. *New generation NMR tool for robust, continuous T1 and T2 measurements*, 56th SPWLA Annual Logging Symposium, 18-22 July.

Anand, V., 2017. *Novel Methodology for accurate resolution of fluid signatures from multi-dimensional NMR well-logging measurements*, Journal of Magnetic Resonance, Vol 276, pp. 60-68.

Bernhardt, C., Ortiz, A. y González Tomassini, F. 7-11 de agosto, 2017. "Interpretación Petrofísica de detalle en la Formación Vaca Muerta a partir de datos de testigo de roca y perfiles de última generación. El Problema de la calibración roca/perfil". XX Congreso Geológico Argentino.

Cumella, S, Byrnes, A., Sonnenfeld, M., 2018. *Investigation of the Shale Electrical Resistivity Reversal Commonly Observed at the Wet- to Dry-Gas Transition*. URTeC: 2901788.

Desjardins, P., Fantín, M., González Tomassini, F., Reijenstein, H., Sattler, F., Dominguez, R. F., Kietzmann, D., Leanza, H. A., Bande, A., Benoit, S., Borgnia, M., Vittore, F., Simo, T., y Minisini, D., 2016. "Estratigrafía Sísmica Regional. En: González, G. et al. 2016 (eds.), *Transecta Regional de*

la Formación Vaca Muerta: Integración de sísmica, registros de pozos, coronas y afloramientos", pp. 5-22. *Publicación especial del IAPG-AGA*. Buenos Aires.

Gallart, D., Ortiz, A., Bernhardt, C., Hryb, D., Rodríguez Martino, J., Horowitz, G., 2018. "Análisis multivariado para la predicción de fluidos a partir de la mineralogía de yacimientos no convencionales", X Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Mendoza, Argentina.

Mosse, L., Rodríguez, L. M., Chiapello, E., Lambert, L., Leduc, J. P., Decoster, E., Grau, J., Horkowitz, J., 2014. *Accurate lithology and TOC obtained from an induced gamma ray spectroscopy tool. Two major challenges in shale reservoirs*. En: Simposio Evaluación de Formaciones. XIX Congreso Argentino de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos IAPG. Mendoza, Argentina.

Ortiz, A., Mosse, L., Bernhardt, C., Anand, V., Kausik, R. y Rylander, E. (2017, June 17). "Characteristics of Vaca Muerta Formation Revealed by NMR T1-T2 Logging At large Scale". Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts.

Ortiz, A., Bernhardt, C., González Tomassini, F., Cumella, S., Saldugaray, P., Mosse, L., 2018. "Causes of Resistivity Reversal in the Vaca Muerta Formation, Argentina". URTeC: 2901804.

Rodríguez, L., Chiapello, E., Lambert, L., Leduc, J., Mosse, L. y Sanchez, M., 2015. "Quantitative and Comparative Evaluation of Mineralogy and TOC Analysis from Cores, Cuttings and Logs in Vaca Muerta Unconventional Play". SPE-178-MS/URTeC:2172972.

10^o CONGRESO DE
**EXPLORACIÓN Y
DESARROLLO DE
HIDROCARBUROS**
Energía y Sociedad, aliados inseparables



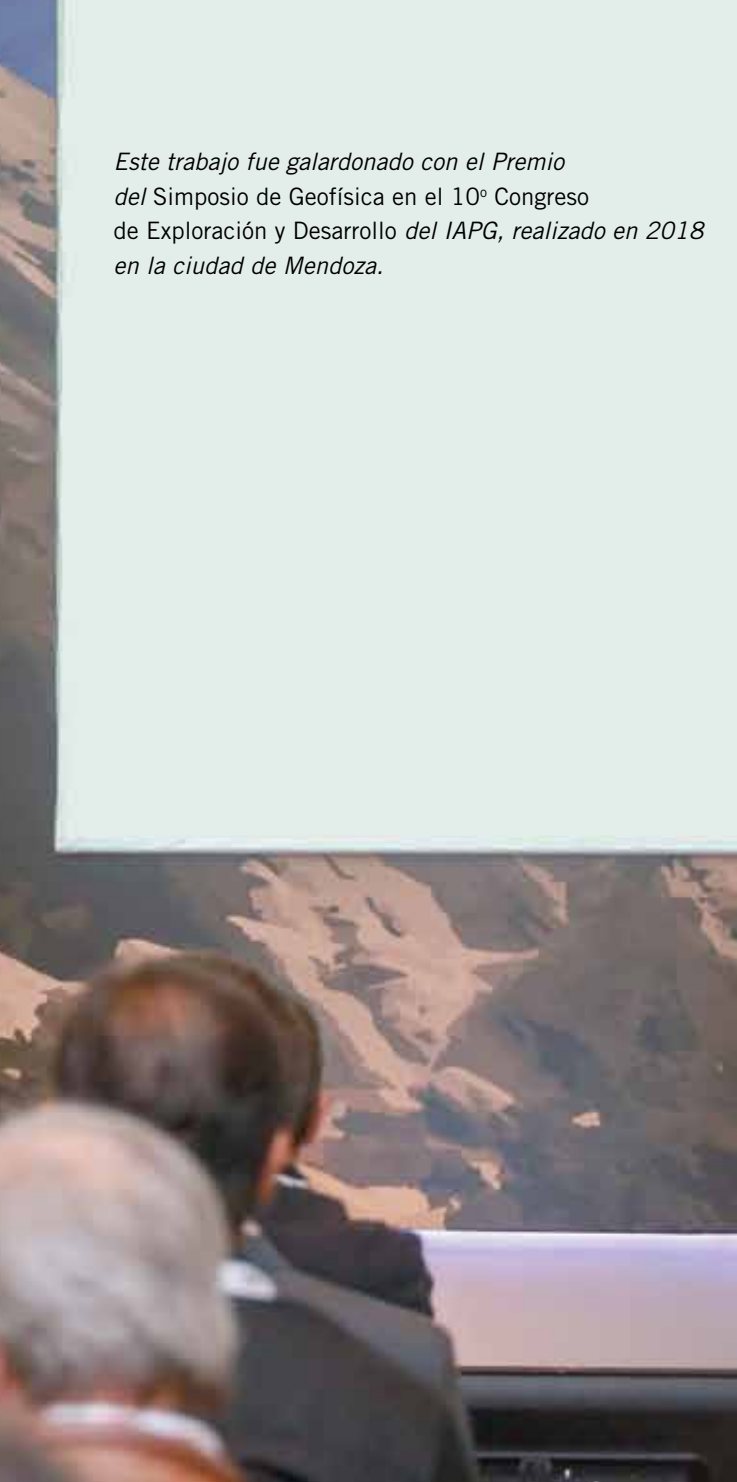
iapg

INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

Por *Mario Profeta*, *Marcelo Roizman* (Geonodos),
Eduardo Trincheró y *Luis Vernengo* (Pan American Energy)

La tomografía como herramienta de interpretación

Este trabajo fue galardonado con el Premio del Simposio de Geofísica en el 10º Congreso de Exploración y Desarrollo del IAPG, realizado en 2018 en la ciudad de Mendoza.



El Modelo Tomográfico Procesado (MTP) tiene carácter sísmico y brinda información interpretable para la zona indicada a partir de la misma superficie topográfica. De este modo, los geocientistas pueden disponer de una herramienta que complementa la visión de las características del subsuelo en el área de estudio.

Introducción

Es muy común que en las secciones o cubos sísmicos exista una zona somera de muy pobre calidad de información (e incluso a veces nula), ubicada entre la superficie topográfica y los primeros reflectores sísmicos claramente interpretables. Para resolver este problema, se ha generado un novedoso producto que resulta del procesamiento del modelo de velocidades tomográfico.

Este producto, que se ha denominado Modelo Tomográfico Procesado (MTP), tiene carácter sísmico y brinda información interpretable para la zona indicada a partir de la misma superficie topográfica. Así, los geocientistas disponen de una herramienta que complementa la visión de las características del subsuelo en el área de estudio.

La secuencia de trabajo para generar el MTP se inicia con la lectura (o "picado") cuidadosa de los tiempos correspondientes a los primeros arribos de los registros sísmicos de campo (Figura 1a). Posteriormente, se realiza la Inversión Tomográfica (IT) de estos tiempos, proceso que se muestra en forma esquemática en la figura 1b.

El modelo de velocidades tomográficas resultante de la IT está en profundidad (Figura 2a). Al procesar este modelo, se obtiene la componente de alta frecuencia espacial de variación de las velocidades, a la cual se le imprime carácter sísmico durante el procesamiento. Esta componente resultante de alta frecuencia es el producto llamado Modelo Tomográfico Procesado (Figura 2b).

En la secuencia habitual de procesamiento de los datos sísmicos (2D y 3D), la tomografía sísmica de primeros arribos se utiliza en la mayoría de los casos para el cálculo de las correcciones estáticas. Con la metodología innovadora presentada en este trabajo, se muestra que si se utiliza el mismo algoritmo de tomografía sísmica se puede obtener el MTP e incorporarlo en el flujo de trabajo de la interpretación sísmica.

Además, debido a que MTP brinda información a partir de la superficie topográfica, independientemente donde se haya ubicado el plano referencia (o Datum Final) de la sísmica, es una herramienta apropiada para utilizar en casos donde, por ejemplo: 1) se desea vincular la información de la geología de superficie con los reflectores sísmicos más someros conocidos en el área, para así completar la geometría del modelo del subsuelo en estudio, especialmente, en contextos geológicos complejos, 2) para estudiar áreas poco profundas que la línea o el cubo sísmico disponible no cubran adecuadamente con la calidad requerida para la interpretación y 3) para reconocer e interpretar los horizontes relacionados con acuíferos someros, de este modo se podrán diseñar las cañerías guía de los pozos para cubrirlos y protegerlos.

Para verificar la efectividad de esta metodología, se aplicó a datos sísmicos sintéticos 2D y también a datos reales 2D y 3D. En todos los casos los resultados fueron satisfactorios.

Metodología

La obtención del Modelo Topográfico Procesado

La tomografía sísmica es una herramienta que permite establecer cuál es la distribución de las velocidades en el

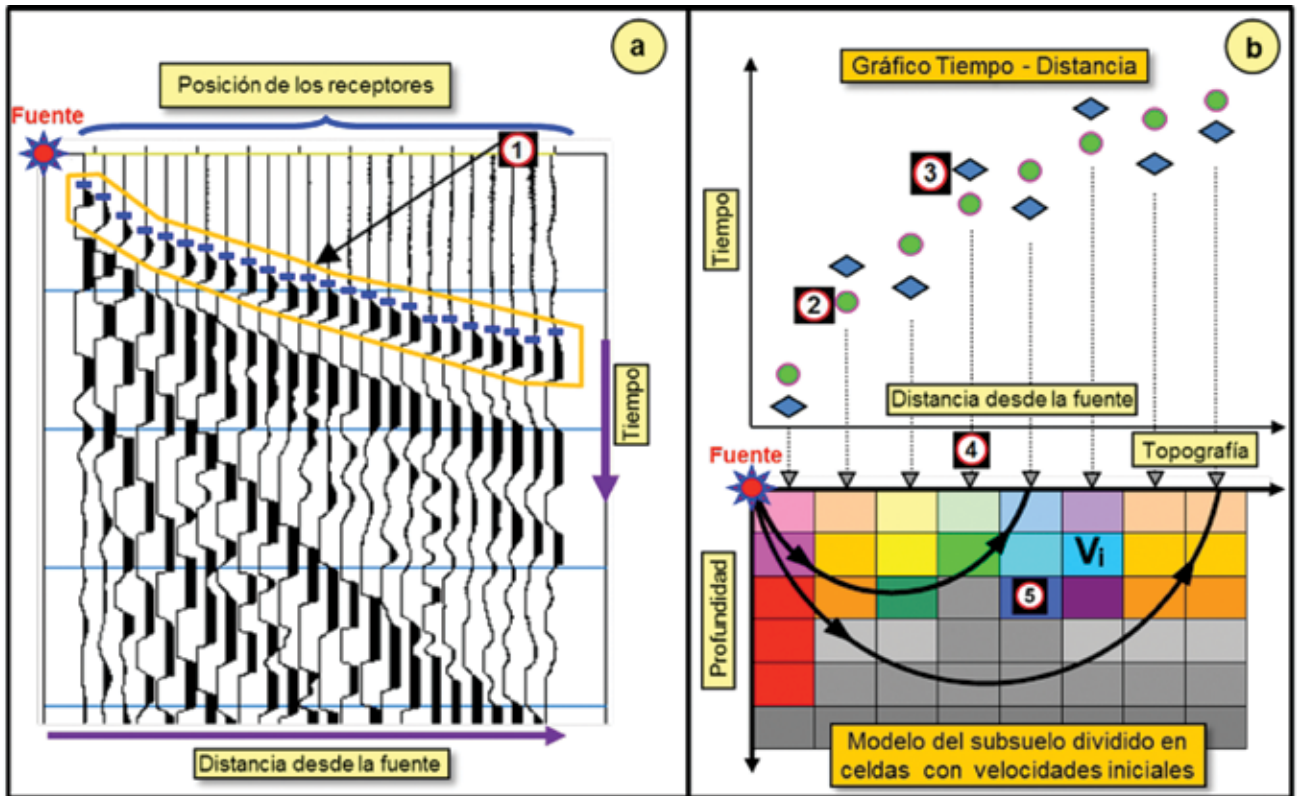


Figura 1. 1a. La lectura (o "picado") de los primeros arribos en parte de un registro sísmico de campo; referencia: 1) los pequeños segmentos azules indican el tiempo leído o medido para cada uno de los primeros arribos. 1b. Esquema del proceso iterativo de Inversión Tomográfica (IT); referencias: 2) círculos, tiempos medidos para cada primer arribo; estos tiempos permanecen invariables durante la IT, 3) rombos, tiempos calculados durante la IT por trazado de rayos, estos tiempos se corrigen o modifican en cada iteración, 4) posición de la fuente de energía y los receptores (triángulos) en la superficie topográfica del modelo del subsuelo, 5) celdas tomográficas con velocidades iniciales V_i . El trazado de rayos está representado por las curvas de color negro mostradas en el modelo del subsuelo con celdas. El proceso iterativo de la IT consiste en variar la velocidad de las celdas hasta que la diferencia entre los tiempos medidos y los calculados sea menor que un valor prefijado (o que la cantidad de iteraciones haya alcanzado una cantidad pre-establecida). Lograda esta condición, se obtiene en la grilla un modelo final de velocidades de subsuelo llamado Modelo de Velocidades Tomográficas.

subsuelo. Utiliza simultáneamente una gran cantidad de observaciones del tiempo de viaje de la onda sísmica, desde la fuente de energía hasta las diferentes posiciones de recepción, Lo *et al.*, (1994), Kanli (2007 y 2009). En este trabajo se considerará que tanto la fuente como las posiciones de recepción están ubicadas en la superficie topográfica. A continuación se indicará el procedimiento para generar el Modelo Tomográfico Procesado (MTP).

Primero es necesario realizar una cuidadosa lectura (o "picado") de los primeros arribos de todos los registros de campo ubicados dentro y alrededor del área de estudio (Figura 1a). Dado que se pretende alcanzar la máxima profundidad posible con los datos disponibles, es necesario incluso picar las trazas más lejanas de cada registro, pues cuanto mayor es la distancia fuente-receptor, mayor es la profundidad que se alcanza en el modelo de velocidades resultante de la Inversión Tomográfica (IT).

Para comenzar con el proceso de la IT, se debe definir un Modelo Inicial (MI) de velocidades del subsuelo. En este caso, dicho MI se generó a partir de los mismos primeros arribos picados.

El top del MI es un plano ubicado a unos pocos metros sobre la máxima elevación topográfica, desde ese plano hasta la superficie topográfica el modelo es rellenado con la velocidad del aire y, por debajo de la superficie to-

pográfica, el modelo está compuesto por celdas de igual tamaño (Figura 1b), donde a cada celda se le asigna un valor de velocidad inicial, valor que luego será modificado durante el proceso iterativo de la IT.

En la topografía del MI están ubicadas las fuentes de energía y de los receptores de todos los registros de campo para los que se picaron sus primeros arribos. Con su ubicación se realiza un trazo de rayos (siguiendo la teoría de rayo curvo), se parte desde cada posición de fuente a sus correspondientes posiciones de recepción. Para cada rayo trazado, se calcula el tiempo empleado para ir de la posición de la fuente a la del receptor, atravesando en su camino distintas celdas del modelo con velocidades iniciales (Figura 1b). A este tiempo se lo denomina tiempo calculado.

Al finalizar el trazado de rayos, cada traza de los registros de campo tendrá asociados dos tiempos: el tiempo del picado del primer arribo (tiempo medido o tiempo leído) y el tiempo calculado (resultante del trazado de rayos). Con ellos se calculará, para todas las trazas de todos los registros involucrados, la diferencia entre los tiempos medidos y calculados. Estas diferencias de tiempos se utilizarán luego para corregir en forma simultánea, mediante un adecuado algoritmo, la velocidad de las celdas del MI.

La modificación de las velocidades del modelo del sub-



INNOVACIÓN EN SOLUCIONES AMBIENTALES

Tratamiento de residuos especiales de
exploración y extracción de hidrocarburos.



TREATER

INNOVACIÓN EN SOLUCIONES AMBIENTALES

Av. Argentina N° 480 Piso 9
Neuquén- Neuquén – CP8300

Parque Industrial - Lote 56- Ruta Provincial 17
Añelo - Neuquén.

www.treater.com.ar

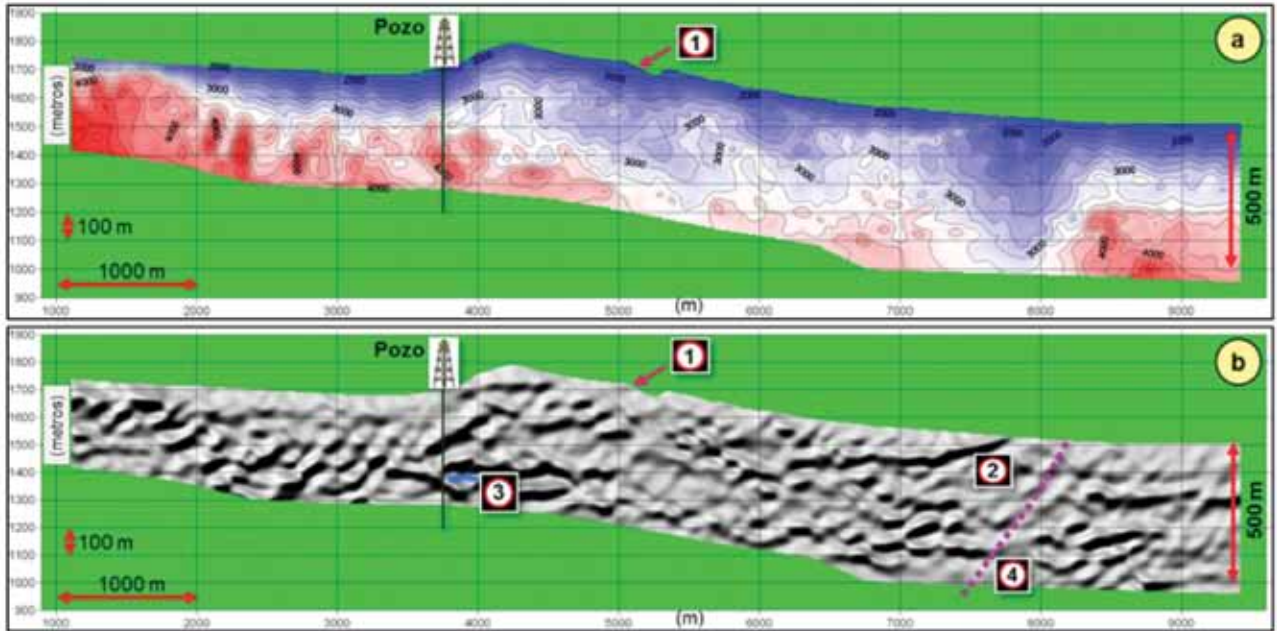


Figura 2. 2a. Modelo de Velocidades Tomográficas (MVT, en profundidad) resultante de la inversión. Las curvas de isovelocidad están cada 200 m/seg; los colores rojos indican altas velocidades y los azules, bajas. En varias partes del modelo se observan inversiones de velocidad. 2b. Modelo Tomográfico Procesado (MTP) generado a partir del MVT, representado en el modo "relieve sombreado" y en metros; brinda información interpretable desde la superficie topográfica. Referencias: 1) superficie topográfica, 2) afloramiento de un cuerpo ígneo, 3) geometría de roll-over (zona resaltada en color azul) y 4) zona de fallas. El geocuerpo productivo 3) y la zona de falla mencionada, no se observan en el correspondiente cubo sísmico migrado pre-stack. Notas: en los gráficos, las escalas vertical y horizontal son diferentes. La información de este ejemplo es de la Cuenca Neuquina, Argentina.

suelo, que se realiza al finalizar cada iteración, tiene como objetivo lograr que, en la siguiente iteración, se reduzca la diferencia entre los tiempos medidos y calculados.

Este procedimiento iterativo de trazado de rayos y modificación de velocidades de las celdas del modelo, se repite reiteradas veces hasta que la diferencia entre los tiempos medidos y calculados sea menor que un determinado valor o que la cantidad de iteraciones haya alcanzado un valor preestablecido.

Como resultado del proceso iterativo de la IT, se obtiene un modelo de velocidades, en profundidad, el cual corresponde a la geología sub-superficial que fue alcanzada por el trazado de rayos realizado en cada iteración (Figura 2a). Este Modelo de Velocidades Tomográfica (MVT) es el que luego se procesa con el objetivo de generar un novedoso producto interpretable.

Como se mencionó, el MVT es el que mejor en ajustar los tiempos calculados a los tiempos de medidos. Pero este modelo no es único y depende principalmente de la elección del MI y de los parámetros seleccionados para la IT. Para que el MVT alcanzado sea útil y aporte conocimiento a la geología del área de estudio, se debe confrontar con información geológica precedente, ya sea de superficie o próxima a ella.

Si suponemos que el MVT resultante de la IT es una adecuada representación de la geología del subsuelo próximo, se puede extraer información interpretable valiosa.

Por otro lado, se sabe que el MVT generado de este modo tiene información de alta frecuencia espacial de variación de las velocidades, información que está enmascarada por los valores de velocidad del modelo regional de baja frecuencia.

La obtención de la tendencia regional y su correspondiente sustracción del MVT (con alta y baja frecuencia) permiten generar el modelo de alta frecuencia espacial (MAFE) de variación de las velocidades.

El MAFE puede mostrar únicamente las variaciones de velocidades que existen en subsuelo. Por lo cual, este modelo será similar, pero no igual, a la reflectividad sísmica de área de estudio. La similitud se debe a que el campo de reflectividades sísmicas es originado por los cambios de impedancia acústica (el producto de la velocidad por la densidad), mientras que el MAFE muestra solamente los cambios de velocidades del subsuelo.

Finalmente, para convertir el MAFE en un producto que tenga carácter sísmico y se lo pueda interpretar, primero se asigna un *spike* en cada cambio de velocidad y luego se convoluciona el campo de *spikes* resultante con una ondícula. El ancho de banda de esta ondícula se limita a las frecuencias de la sísmica de reflexión registrada en el área de estudio.

De este modo, se ha podido obtener un modelo que: (I) tiene carácter sísmico, (II) puede ser convertido a tiempo, (III) se lo puede interpretar como si fuera una sísmica de superficie y (IV) proporciona información detallada de la geología subsuperficial desde la misma superficie topográfica. A este producto se lo llamó Modelo Tomográfico Procesado o MTP (Figura 2b).

Es claro que los eventos visibles en el MTP pueden ser, entre otras razones, debidos a los cambios litológicos, cambios de fase, fallas de diferente orden y complejidad, estructuras, cambios laterales de las propiedades de las rocas y otras características particulares del subsuelo que pueden ayudar a la interpretación geológica.

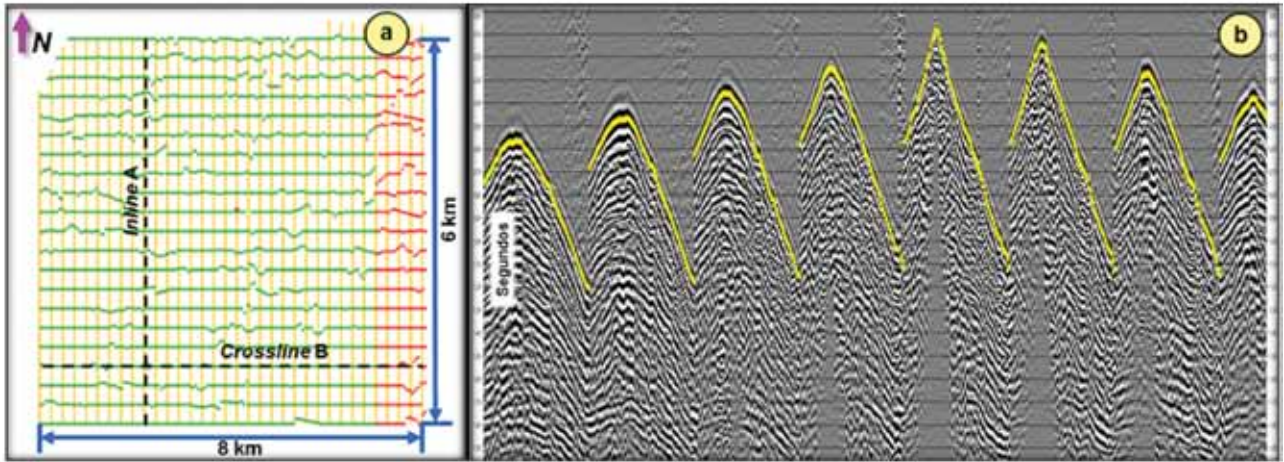


Figura 3. 3a. Prospecto sísmico 3D estudiado (48 km²) ubicado en la Cuenca Golfo San Jorge, Argentina. Referencias: *Inline A* y *Crossline B*, líneas seleccionadas como ejemplos en las siguientes figuras. b) Ejemplo del picado de los primeros arribos (en color amarillo) realizado en parte de uno de los registros sísmico de campo del proyecto 3D analizado. Los primeros arribos fueron picados hasta el *offset* máximo de 2.500 m.

El Modelo Tomográfico Procesado y el dato sísmico

El objetivo principal del Modelo Tomográfico Procesado (MTP) es generar una herramienta que permita a los intérpretes sísmicos utilizarla de forma que las tareas relacionadas con el flujo de interpretación se puedan realizar eficientemente y que la dirección de las diferentes tareas apunte a un mejor y enriquecido resultado.

El MTP puede ser útil, por ejemplo, para reconocer fallas, variaciones de velocidad, anomalías geométricas, estructuras, conformaciones tecto-sedimentarias y otras aplicaciones dentro del flujo de trabajo de la interpretación sísmica (2D o 3D). Además, como el MTP se lo puede convertir a tiempo, se lo puede visualizar junto con los datos sísmicos con una covisualización de ambos.

En la figura 3 se puede observar a modo de ejemplo la distribución de *Inlines* y *Crosslines* de un cubo sísmico registrado en Cuenca Golfo San Jorge, para el que se calculó su correspondiente MTP 3D. En la parte derecha de esta figura, por ejemplo, se muestra parte de un registro sísmico de campo del proyecto mencionado en el que se

identificó con color amarillo los tiempos leídos de los primeros arribos. Los tiempos de todos los registros de campo se utilizaron para generar el correspondiente MTP 3D, que luego se lo convirtió a tiempo.

En la figura 4 se muestra para la posición de la *Inline A* (de la figura 3 a) la correspondiente sección tomográfica extraída del MTP 3D convertido a tiempo. En esta sección es posible apreciar la información de la primera parte de la columna geológica desde la superficie topográfica. Se muestran la geometría de los diferentes eventos y su definición, que permiten construir el modelo más superficial de la geología en toda el área procesada. En la figura 4, además se indica la superficie topográfica.

Por lo tanto, resulta interesante apreciar la covisualización de la información de la sección tomográfica (proveniente del MTP 3D) conjuntamente con la información de la correspondiente sección sísmica, como se puede observar en la figura 5. Ambas secciones vistas en conjunto permiten obtener un producto de carácter interpretativo que enriquece y potencia las posibilidades de definir el modelo estático

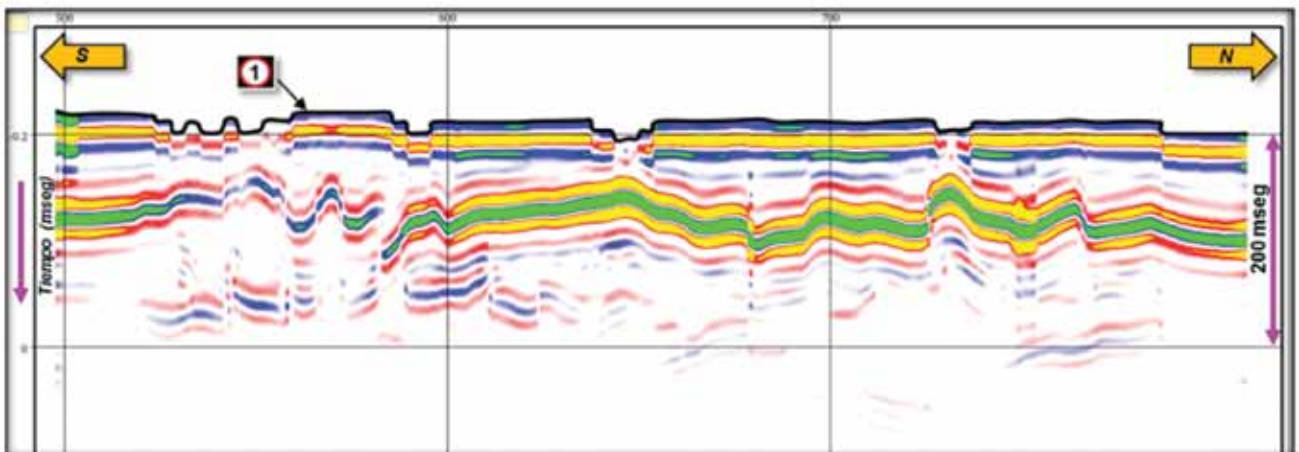


Figura 4. Sección tomográfica correspondiente a la posición de la *Inline A* (Figura 3a), extraída del MTP 3D convertido a tiempo. Referencia: 1) Superficie topográfica en tiempo.

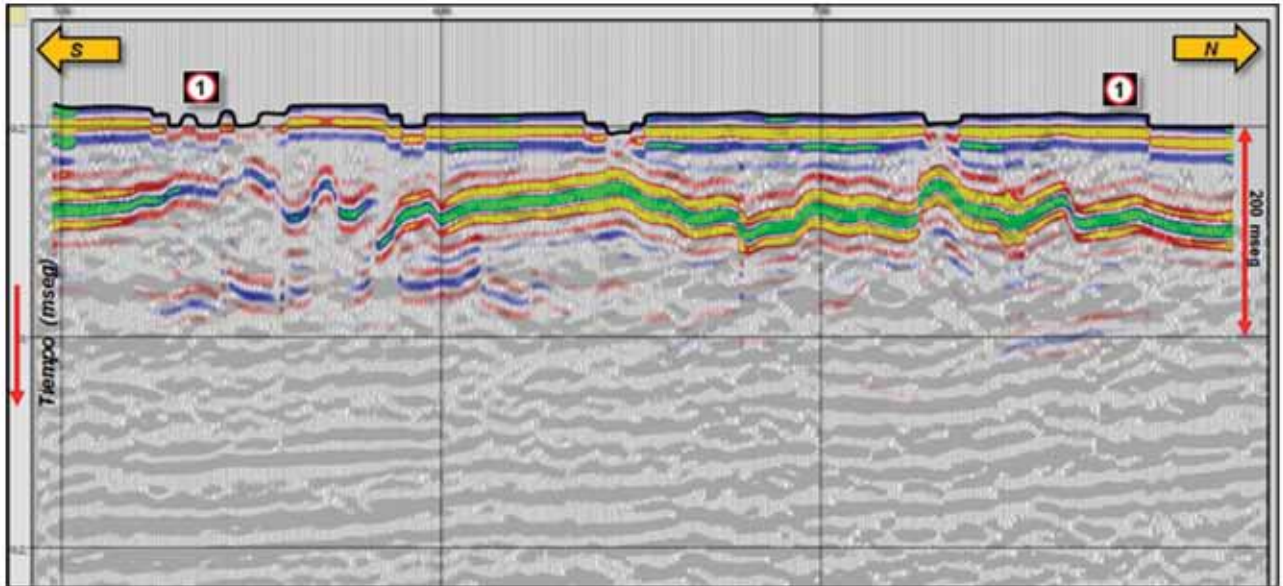


Figura 5. Covelización para la posición de la *Inline A* (Figura 3a) de la sección tomográfica extraída de MTP 3D (en tiempo) y la sección sísmica extraída del Cubo Sísmico. Referencia: 1) Superficie topográfica en tiempo.

completo, es decir, desde la superficie topográfica. Esta presentación conjunta para una misma línea, agregará valor al flujo de trabajo de la interpretación y mejorará las características y particularidades de los eventos reconocidos.

De la misma manera, para la posición de la *Crossline B* (Figura 3a) se puede ver la expresión del MTP en la parte superior de la figura 6a. En la parte inferior de la figura (Figura 6b), se ve la sección extraída del cubo sísmico correspondiente a esa misma posición. Como se ha descrito,

en la figura 7 puede apreciarse la notable riqueza visual interpretativa que se logra a través de la covelización sísmica y tomográfica para esa *Crossline*.

En las figuras anteriores se indicó la posición de la superficie topográfica en tiempo y se puede observar que en la sección tomográfica los datos interpretables comienzan desde esa superficie. En la figura 7 se observa que en el extremo izquierdo a la sección sísmica le faltan aproximadamente 200 mseg de información para alcanzar la superficie

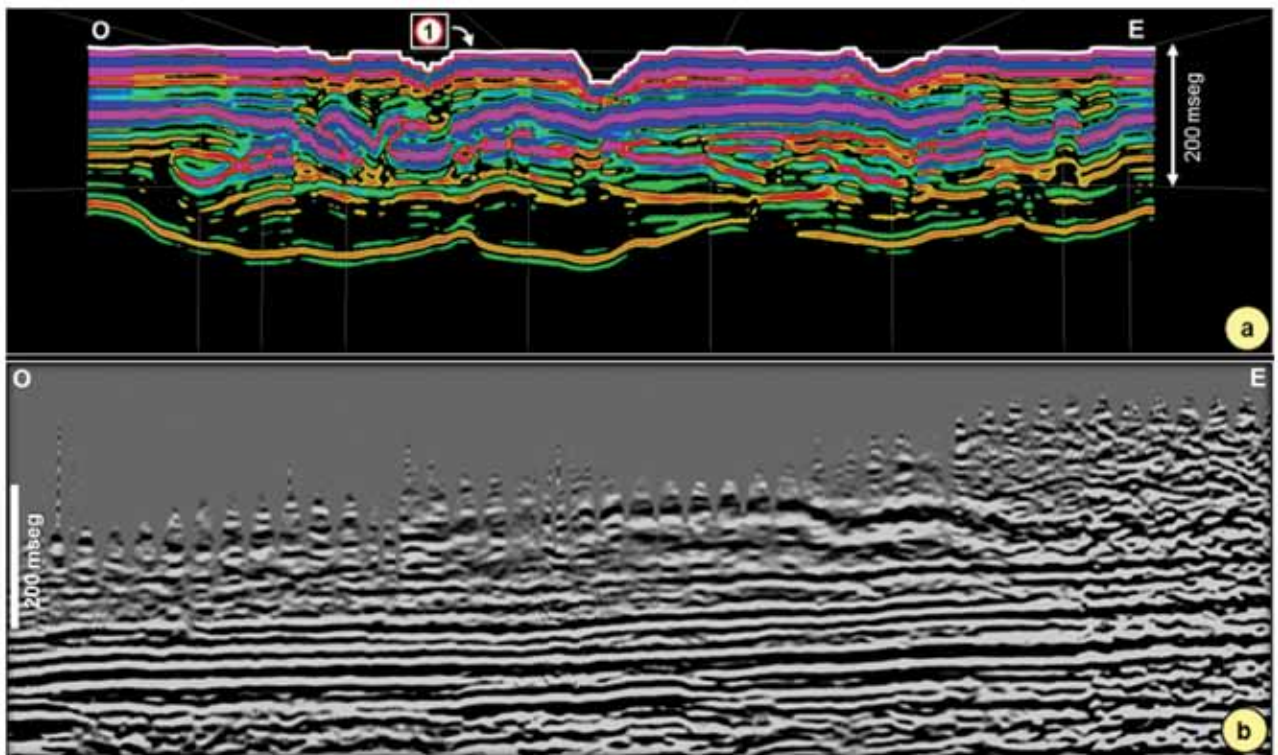


Figura 6. a) *Crossline B* (ver Fig. 3 a) extraída del MTP 3D convertido a tiempo. b) La misma *Crossline B* extraída del cubo sísmico (procesado en 1997). Referencia: 1) Superficie topográfica en tiempo.

**PONER LO MEJOR
ES EXPANDIR NUESTRA REFINERÍA
PARA SEGUIR CRECIENDO.**



En Campana estamos llevando adelante el mayor proyecto de refinación en Argentina de los últimos 30 años para producir más y mejores combustibles.

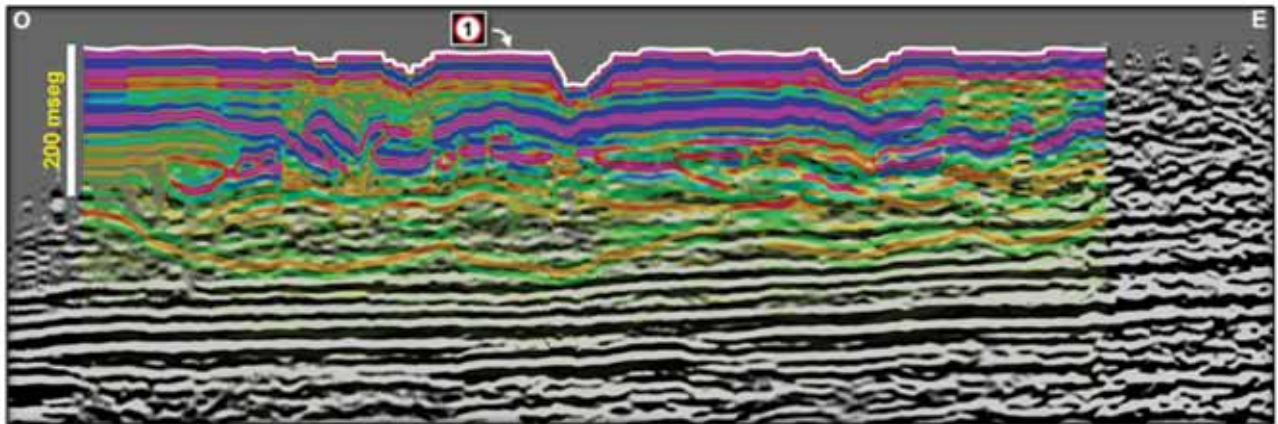


Figura 7. Covisualización para la posición de la *Crossline B* (Figura 3a) de la sección tomográfica extraída del MTP 3D convertido a tiempo y la sección sísmica extraída del cubo. Referencia: 1) Superficie topográfica en tiempo.

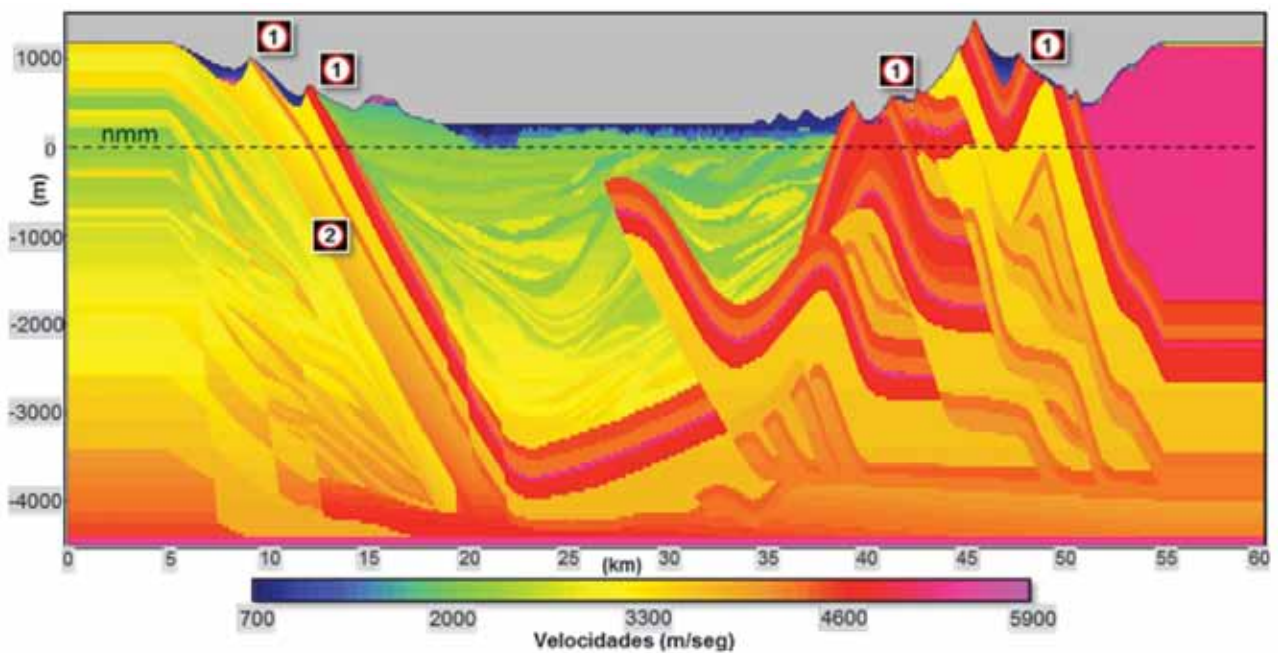


Figura 8. Modelo geológico sintético con velocidades. Las escalas vertical y horizontal son distintas. Referencias: 1) Superficie topográfica y afloramientos, 2) Buzamiento aproximado de 28°. Nota: Cortesía de la base de datos de la SEG. Información del Modelo: datos de prueba para estáticas, Amoco, 1994. Autores: Mike O'Brien y Carl Regone. Con la sigla "nmm" se indica nivel medio del mar.

topográfica. En cambio esta información está presente en la sección tomográfica. Este enriquecimiento que adquieren los datos como un todo, mejora la capacidad de observación del intérprete y se transforma en una herramienta de gran versatilidad en el flujo de trabajo realizado.

Para avanzar un paso más allá de lo expuesto hasta este punto, se probó la metodología propuesta en situaciones geológicas más complejas. Para ello, se utilizaron los registros sísmicos sintéticos públicos disponibles en la base de datos con los archivos de la *Society of Exploration Geophysicists* (SEG). Los autores de estos registros son Mike O'Brien y Carl Regone (Amoco, 1994). Los registros se generaron con un modelo geológico sintético muy complejo (Figura 8). Dado la gran complejidad del modelo geológico, esta fue una prueba muy exigente para el proceso tomográfico propuesto.

En la figura 9 se apreciar un ejemplo de un registro

sísmico sintético perteneciente al modelo mencionado. En este registro, la línea roja indica el picado de los primeros arribos, los cuales fueron interpretados en todos los registros hasta su *offset* máximo de 7.500 m.

En la figura 10 se muestra el MTP generado para esta línea. Se obtiene información hasta una profundidad aproximada de 2.800 m medida desde la superficie topográfica. Finalmente, en la figura 11 se muestran conjuntamente el modelo geológico sintético de la figura 8 y el MTP, ambos representados en las mismas escalas. Se indican además, las zonas de afloramientos y una zona somera de muy alta velocidad.

Como puede verse, incluso en estos casos con buzamientos importantes y geometrías complejas, la metodología desarrollada para generar el MTP es viable y permite obtener una imagen que puede complementar, desde la superficie topográfica, los datos sísmicos disponibles. En

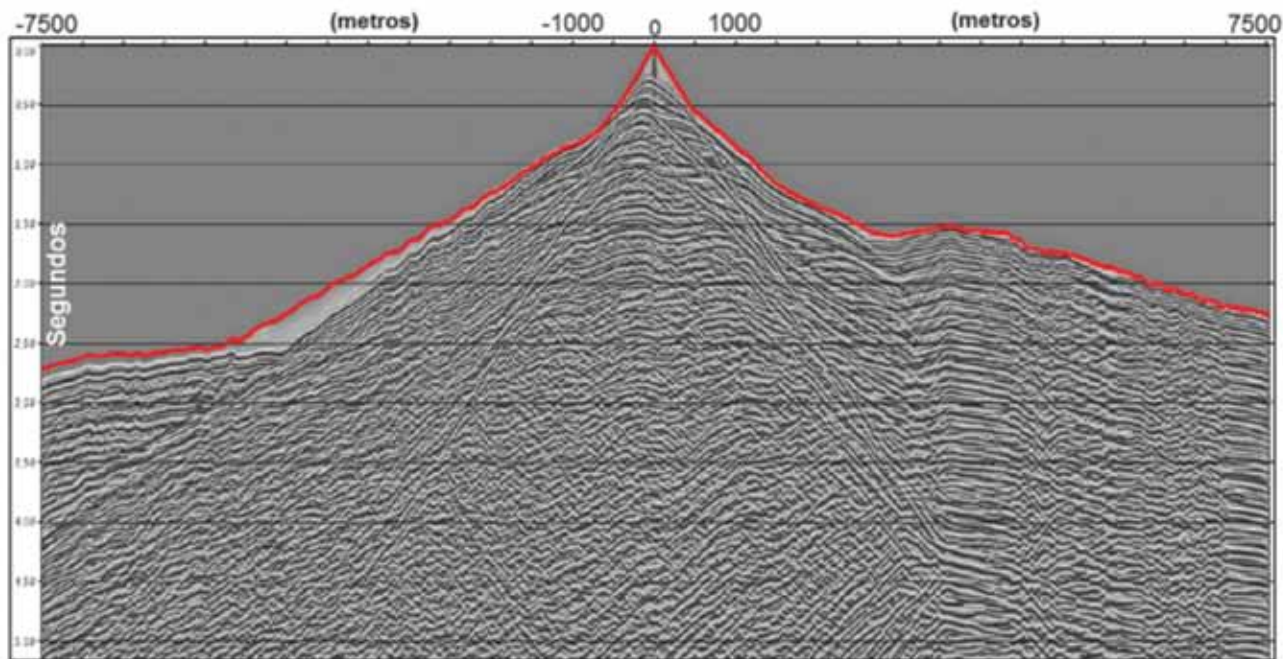


Figura 9. Ejemplo de registro sísmico sintético del modelo de la figura 8. Referencias: la línea roja indica los primeros arribos interpretados o leídos. Los primeros arribos de todos los registros fueron picados hasta el *offset* máximo de 7.500 m.

este tipo de estructuración, la identificación de las capas cercanas a la superficie y los detalles de los afloramientos vinculados a la conformación geométrica de las estructuras, contribuye a definir el modelo estático y su relación con las áreas prospectivas.

Es ventajoso disponer de información desde la superficie topográfica a los reflectores más someros que muestran cierta continuidad en los datos sísmicos, ya que esto puede aparecer como una solución que en muchos casos podría resolver situaciones indefinidas en lugares donde la información sísmica es de pobre calidad o simplemente no está disponible.

La covisualización del MTP, conjuntamente con el dato sísmico, es la presentación apropiada para la interpretación de toda la columna de interés geológico.

Otro aspecto interesante es el cálculo de los atributos que se puede realizar con los datos del MTP. Esta posibilidad es muy útil para reconocer eventos geológicos superficiales complejos, describir detalles de la conformación estructural y estratigráfica, realizar covisualizaciones múltiples utilizando estos productos y obtener nuevas imágenes como ayuda a la interpretación y caracterización del modelo estático del subsuelo.

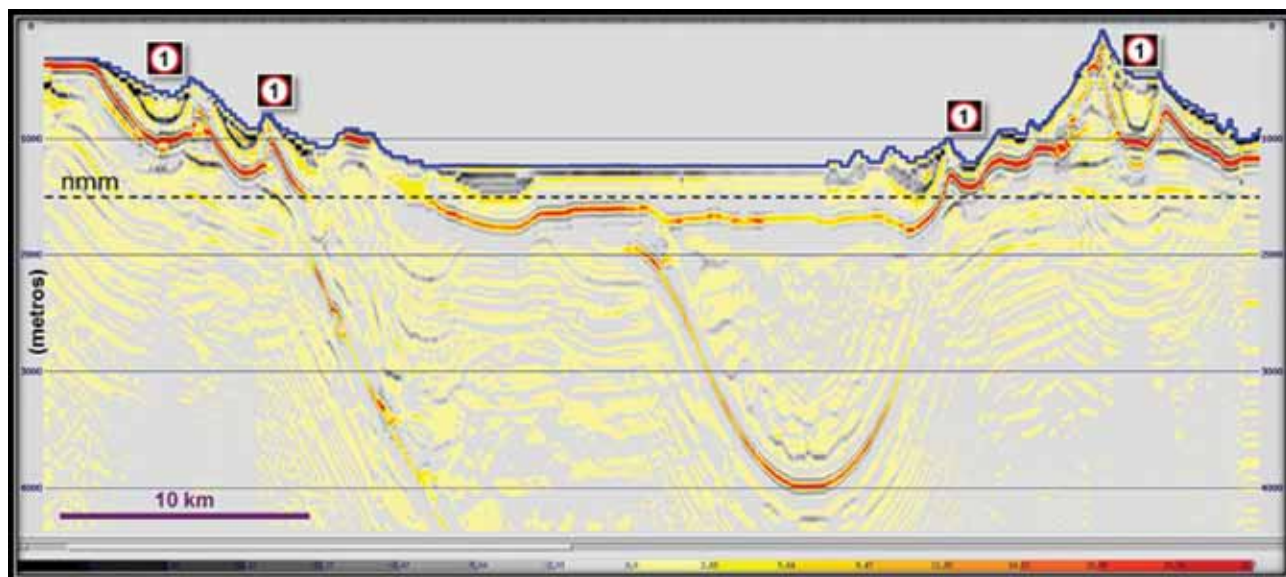


Figura 10. Modelo Tomográfico Procesado. Se ha obtenido información hasta una profundidad aproximada de 2.800 m medidos desde la topografía. Referencia: 1) Superficie topográfica (línea de color azul) y afloramientos.

De modelos simples a complejos. Casos históricos

Los diferentes grados de complejidad geológica que puede presentar el subsuelo del área de estudio es la condición más rigurosa en términos de la calidad que se puede esperar del modelo final y los subproductos del procesamiento tomográfico. Por supuesto, también la información sísmica reflejará esta condición de complejidad en la calidad de los datos disponibles. En cualquier caso, la tomografía procesada según la metodología propuesta en este trabajo y covisualizada junto con los datos sísmicos, en casi todos los casos proporcionará nuevos elementos de análisis para el intérprete sísmico.

Obviamente, además de esta situación general, existen casos particulares en los que la disponibilidad del cubo tomográfico y la visualización conjunta con la información sísmica pueden resolver problemas específicos que surgen en las actividades de prospección y el desarrollo de hidrocarburos. De esta forma, considerando los cálculos propuestos en el flujo de trabajo del intérprete, se obtendrá una visión más integral de los proyectos. A continuación, se presentan los dos casos históricos.

Caso histórico 1

Teniendo en cuenta el MTP 3D calculado con información sísmica de la Cuenca Golfo San Jorge, Argentina, mencionado anteriormente (Figura 3), se presenta una situación que comúnmente se encuentra en los yacimientos en producción, que es la necesidad de determinar la ubicación de los acuíferos someros y su adecuada protección mediante la cañería guía.

El ejemplo que se mostrará, ha sido realizado en una zona donde la actividad de perforación es muy intensa y se viene desarrollando desde ya varias décadas, por lo cual, la determinación de la profundidad de la cañería guía en la zona, y por ende la protección de los acuíferos someros, ya fue realizada con bastante antelación a la realización de este estudio tomográfico.

En este caso histórico, primeramente se verán algunas de las propiedades del MTP en la zona de estudio y posteriormente se mostrará su correlación con la información de un pozo.

Como se ha mencionado, el potencial que se ha visto que tiene MTP se refleja claramente en la mejora que pue-

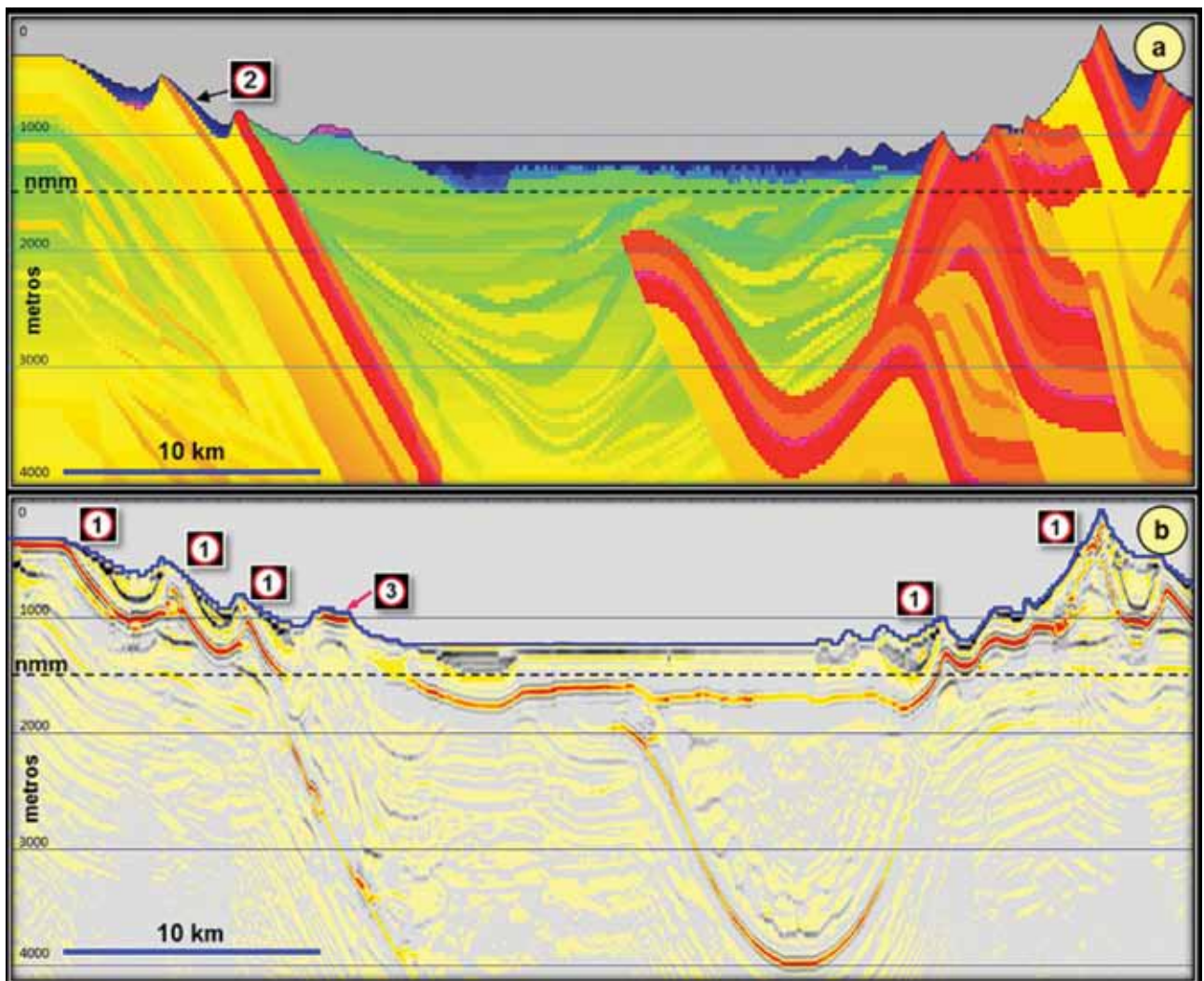


Figura 11. a) Modelo geológico sintético cortesía de la SEG, mostrado antes en la figura 8. b) El resultante Modelo Tomográfico Procesado. Referencias: 1) Zonas de afloramientos, 2) Superficie topográfica, 3) Zona de muy alta velocidad en la superficie topográfica. Ambas figuras tienen las mismas escalas.

Todo se ve más claro cuando tenés un Solus™ 1000.

Anteojos de protección ocular con recubrimiento anti-empañe Scotchgard™, pensados para aquellos que trabajan en situaciones difíciles.

con tecnología
Scotchgard™

sin tecnología
Scotchgard™



Están diseñados para ser usados en situaciones de riesgos que incluyen **salpicaduras líquidas y partículas de alto impacto** a mediana energía.



También soportan **temperaturas extremas** entre -5° a 55°C y cuentan con protección contra la **radiación ultravioleta (UV)** del ambiente al 99.9%.



Su alta resistencia a las rayaduras se complementa con la **tecnología de Scotchgard™ anti-empañe** brindando una visión más clara.

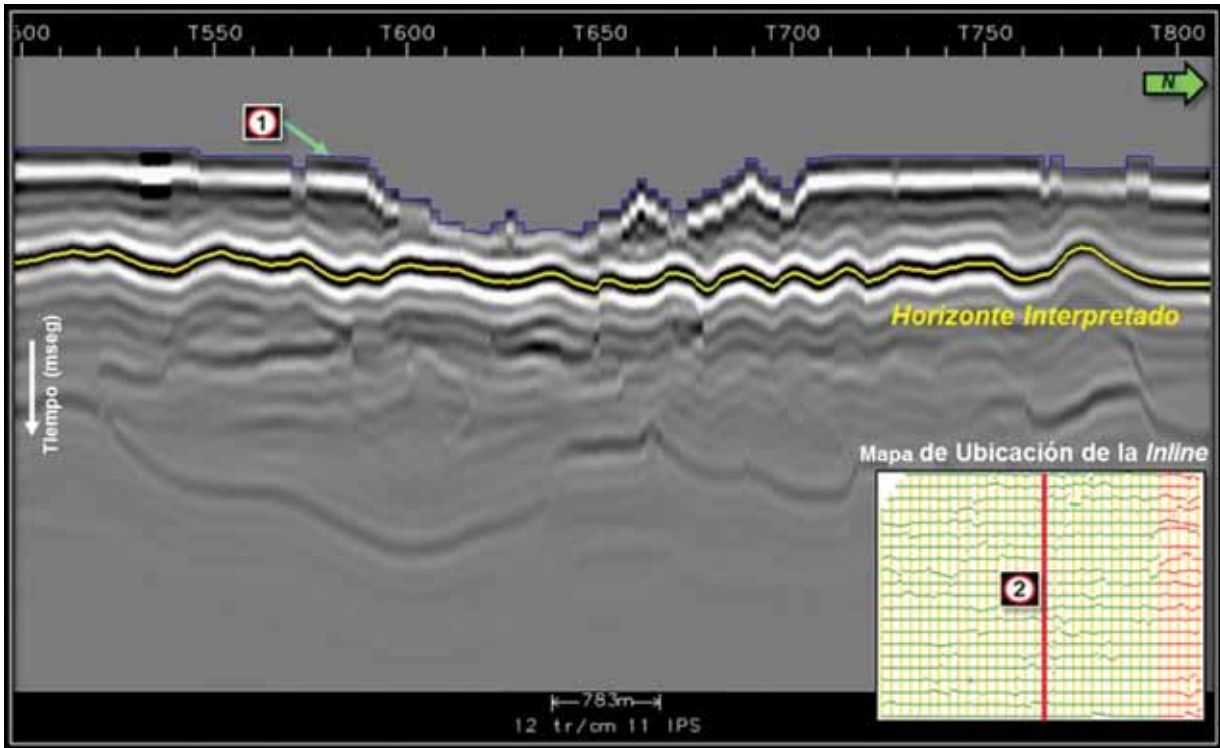


Figura 12. Inline (en tiempo) extraída del MTP 3D y horizonte interpretado (en color amarillo). Referencias: 1) Superficie topográfica en tiempo, 2) Ubicación de la sección Inline del proyecto de la figura 3, en Cuenca Golfo San Jorge, Argentina.

de brindar al flujo de trabajo de la interpretación, especialmente cuando se visualiza con información sísmica. En la figura 12 se muestra una sección norte-sur del MTP 3D convertido a tiempo. Se resaltan la superficie topográfica y los primeros niveles de la sección tomográfica, que no es posible visualizar en las secciones sísmicas.

Puede observarse que la información parte desde la misma superficie topográfica y luego se visualizan los eventos que pueden ser interpretados en las estaciones de trabajo, siguiendo la rutina habitual del intérprete. Se indica en la figura la ubicación de la sección dentro del área del proyecto y un horizonte interpretado (en color amarillo) en modo *autopicking* (esto valida en cierta forma el uso

de herramientas de interpretación interactiva en los datos tomográficos procesados). Claramente se observa que el *autopicking* se propagó por el evento tomográfico como si fuese un evento sísmico.

En la figura 13 se muestra una visualización 3D de una *Inline* (en tiempo) extraída del MTP 3D y el desarrollo espacial que presenta el horizonte interpretado de la figura 12. El algoritmo de interpretación puede reconocer los eventos tomográficos procesados y propagarlo en todo el proyecto y luego generar una superficie del horizonte interpretado. Otra visión de estas posibilidades se puede apreciar en la figura 14, donde se muestra el horizonte interpretado en todo el MTP 3D, apreciándose la imagen de

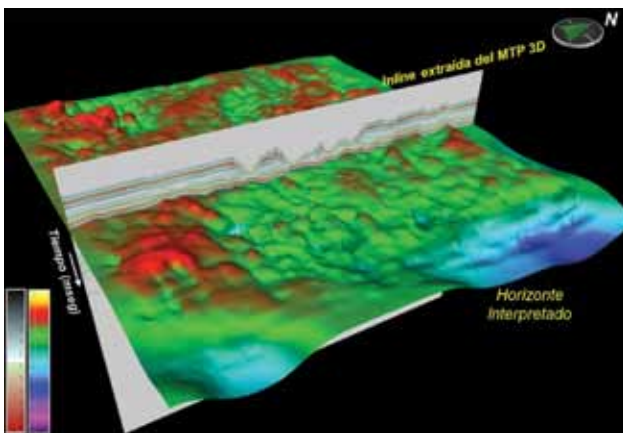


Figura 13. Visualización 3D. Inline y horizonte interpretado extraídos del MTP 3D.

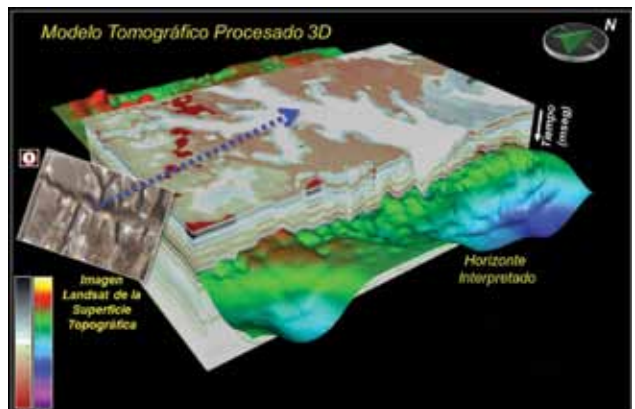


Figura 14. Visualización 3D del horizonte interpretado en el MTP 3D. Referencia: 1) imagen Landsat de la superficie topográfica. La flecha punteada de color azul indica aproximadamente el mismo rasgo topográfico en la imagen y en el primer slice del MTP 3D.

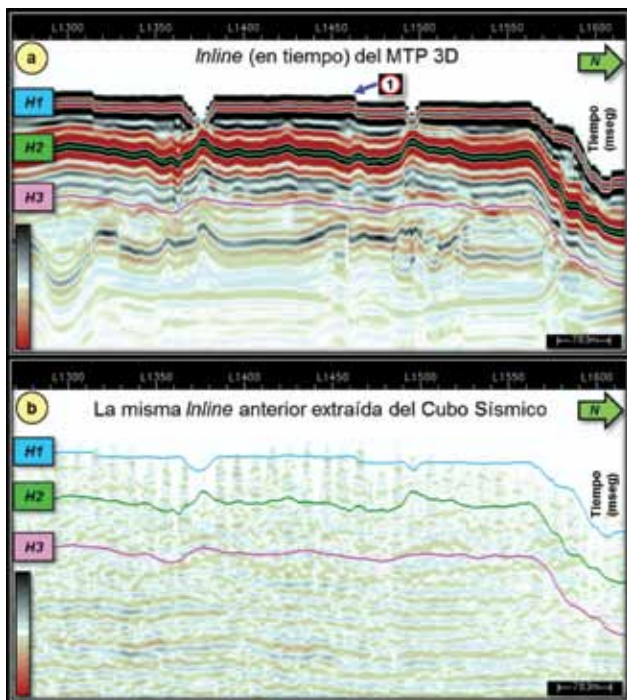


Figura 15. a) Inline del MTP 3D, en la cual se interpretaron tres horizontes. b) La correspondiente Inline del cubo sísmico, sobre la cual se volcaron los tres horizontes interpretados en la Inline tomográfica.

la superficie topográfica (en el *slice* más superficial del volumen) y comparándolo con la imagen Landsat del terreno; la flecha punteada de color azul indica el mismo rasgo en ambas superficies.

Para mostrar la capacidad interpretativa de los datos del MTP, se puede ver en la figura 15 la interpretación de tres horizontes (H1 color azul claro, H2 color verde y H3 color rosa oscuro) en una sección del MTP 3D. En la parte inferior de esta figura se presenta, para la misma posición, la correspondiente sección extraída ahora del cubo sísmico, con los tres horizontes superpuestos ahora sobre esta sección sísmica. En este caso, claramente se observa que la contribución de la sección tomográfica a la comprensión del modelo de subsuperficie es notoria, constituyendo una herramienta muy útil en el flujo interpretativo.

En la figura 16 se muestran diferentes salidas de cálculo de atributos utilizando como entrada el MTP 3D pasado a tiempo. Por ejemplo, atributos geométricos, como el *AVThf*, Vernengo *et al.*, (2015) y atributos instantáneos, como envolvente de amplitud, fase instantánea, respuesta en fase, respuesta en frecuencia y coseno de la fase muestran la versatilidad de la información tomográfica procesada para generar con ella diferentes herramientas de apoyo a la interpretación. Estos atributos contribuyen, en su medida, a definir situaciones geológicas particulares y se pueden tener en cuenta con la misma confianza como si se hubieran calculado sobre datos sísmicos, como se muestra en los seis paneles presentados.

Respecto de la idea sobre los acuíferos someros, puede decirse que adquiere mucha relevancia disponer de información interpretable y confiable desde la superficie topográfica, cuando se desea determinar la profundidad que debe alcanzar la cañería guía para proteger los acuíferos de agua dulce.

Tener un cubo tomográfico procesado es de suma aplicación para el caso mencionado, no solo para reconocer

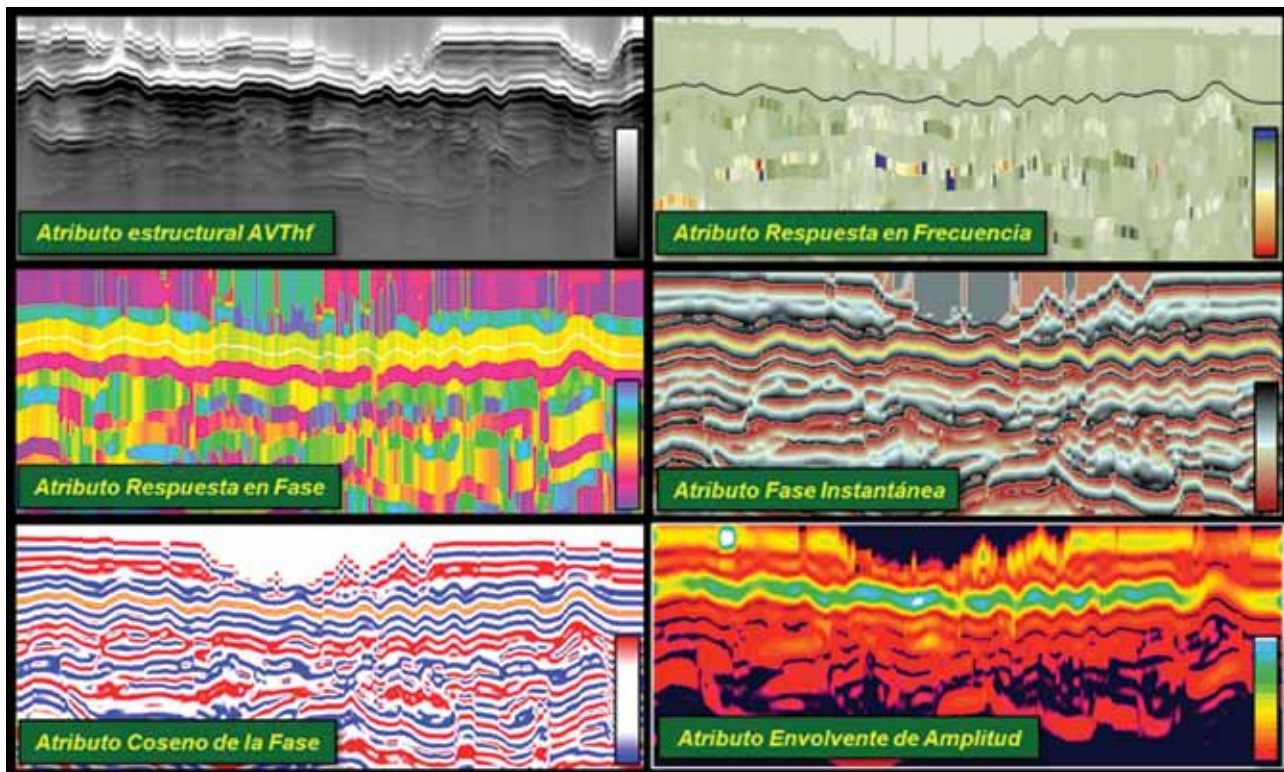


Figura 16. Atributos sísmicos geométricos e instantáneos, calculados sobre los datos del MTP 3D.

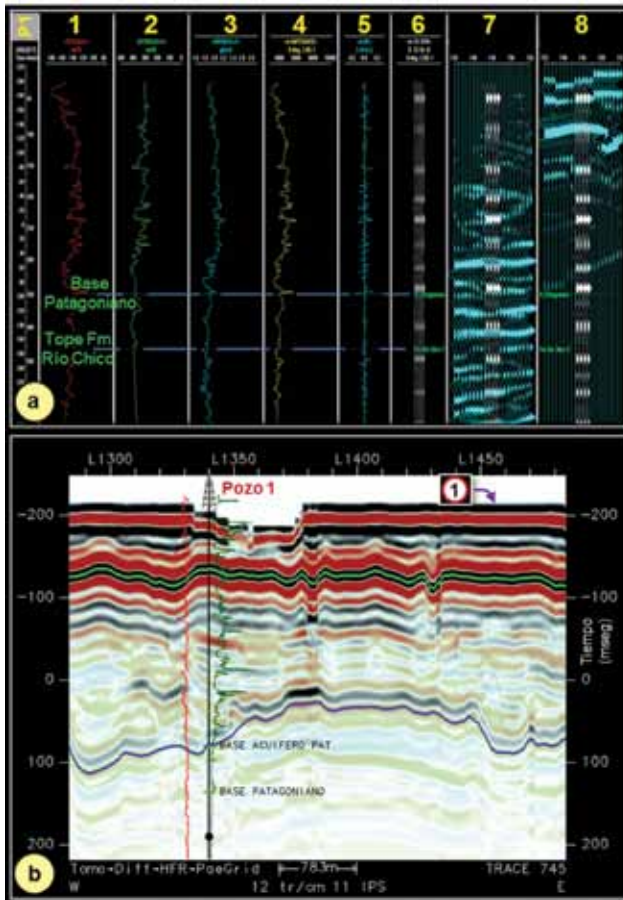


Figura 17. a) Sismograma sintético procesado con datos del Pozo 1 (o P1), que se muestra sobre trazas sísmicas y sobre trazas tomográficas del MTP 3D. Referencias: 1) Sónico de ondas P, 2) Sónico de ondas S, 3) Densidad, 4) Impedancia acústica, 5) Coeficiente de reflexión, 6) Sismograma sintético, 7) Sismograma sintético y trazas sísmicas y 8) Sismograma sintético y trazas tomográficas. b) Sección tomográfica de orientación este-oeste, donde se muestra el referido pozo con el perfil SP (línea roja) y el perfil de Resistividad (línea verde). Además se pueden ver los markers correspondientes a la base del Patagoniano y a la base de uno de los principales acuíferos del Patagoniano, la cual está interpretada sobre la sección tomográfica (horizonte azul). Para la posición del Pozo, la base del acuífero está a una profundidad de 350 m medidos desde la superficie topográfica. Referencia: 1) Superficie topográfica en tiempo.

en estos datos los eventos relacionados con los acuíferos dulces, sino para interpretar su desarrollo espacial.

Como ejemplo de esta situación, en la figura 17 puede verse una sección tomográfica extraída del MTP 3D en tiempo. Después de perforar el Pozo 1 indicado en la figura, se realizó una calibración de la información sísmica y tomográfica procesando un sismograma sintético (Figura 17a), se utilizaron para el cálculo los registros indicados en los diferentes *tracks* de la figura. Una vez calibrado convenientemente a través de los *markers* geológicos del pozo, fue posible identificar el evento vinculado al acuífero de agua dulce (denominado Base Acuífero Patagónico en la figura 17b, el cual se encuentra en el Pozo 1 a una profundidad de 350 m medidos desde la superficie topográfica. Posteriormente, se interpretó el horizonte (de color azul) correspondiente al acuífero en todo el proyecto.

En consecuencia, con el MTP pueden reconocerse los eventos relacionados con uno de los principales acuíferos

de agua dulce en la región; de esta manera sería posible determinar (si fuese necesario) la profundidad de la cañería guía en las distintas zonas de un yacimiento. Este es un ejemplo de aplicación del MTP y un caso histórico de gran utilidad práctica.

Caso Histórico 2

Este caso está relacionado con un proyecto en un ambiente geológico más complejo ubicado en la Cuenca del Noroeste, Argentina. En este tipo de contexto geológico es fundamental elaborar un modelo para apoyar y analizar las perspectivas prospectivas. En general, en esas zonas la información sísmica es de pobre calidad y, en muchos casos, no es fácil extraer de ella información valiosa para contribuir a la construcción del modelo indicado, especialmente en la zona más superficial del subsuelo.

En la figura 18a es posible apreciar la ubicación de la Cuenca del Noroeste, Argentina, una de las cuencas productivas más importantes del país. Por el contexto geológico que presenta la misma, en general las estructuras principales son muy complejas e involucran buzamientos, fallas y pliegues de gran importancia, con lo cual la elaboración de modelos para tratar de comprender las geometrías que incluye es fundamental para ubicar lugares de interés prospectivo.

En la figura 18b se muestra la ubicación de un pozo (que se ha denominado Pozo 2) en una sección transversal balanceada, Este-Oeste, del Modelo Geológico Estructural de la zona. La figura 18c es la Sección Sísmica 2D (que se ha denominado Sección Sísmica A), de orientación Este-Oeste y de 28,8 km de longitud, en el mismo plano de la mencionada sección balanceada.

Al observar la Sección Sísmica A es fácil de visualizar

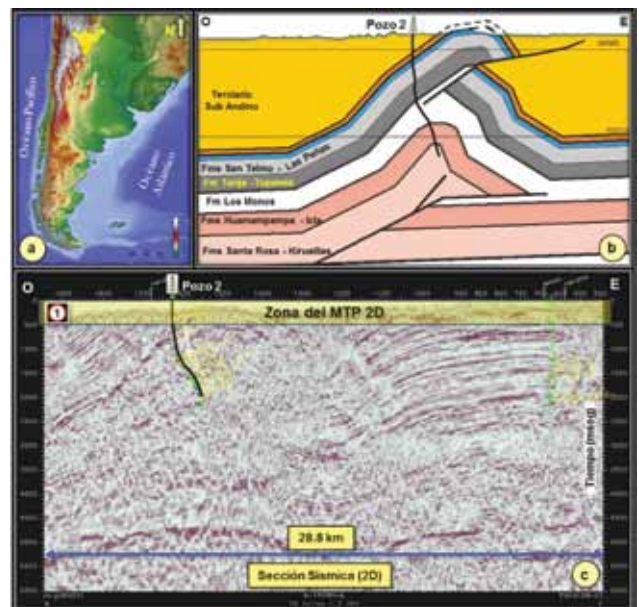


Figura 18. a) Ubicación de la Cuenca del Noroeste, Argentina (sombreado color amarillo). b) Ubicación del Pozo 2 en una sección balanceada del Modelo Geológico Estructural (Este-Oeste). c) Sección Sísmica A (2D), coincidente con la posición del Modelo. Se muestra la trayectoria del Pozo 2. Referencia: 1) Zona cubierta por el MTP 2D, como se verá en la figura 20.



SOLUCIONES PARA EL FUTURO

**MÁS DE 30 AÑOS BRINDANDO SOLUCIONES INNOVADORAS
EN GENERACIÓN DE ENERGÍA Y COMPRESIÓN DE GAS.**

Estamos preparados para nuevos desafíos.



SECCO

www.secco.com.ar

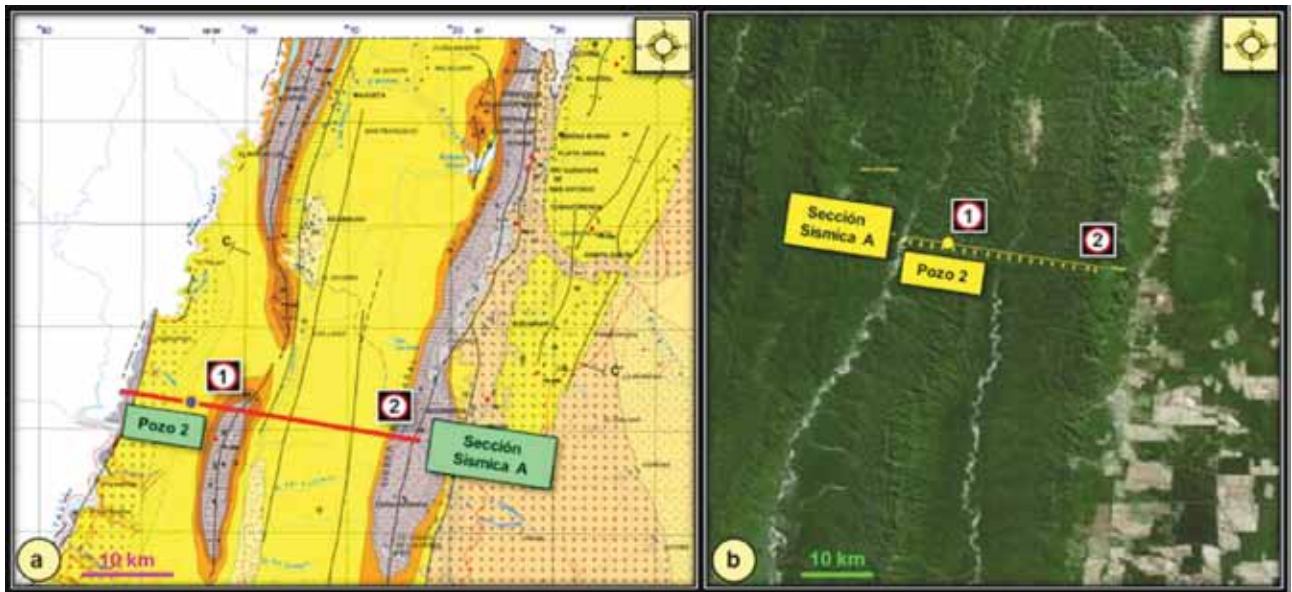


Figura 19. a) Parte de la Carta Geológica del Noroeste, Argentina. Se muestra la ubicación de la Sección Sísmica A (2D) y del Pozo 2 que se muestran en la figura 18. b) Imagen Landsat de la misma región donde se observan la Sección A y el Pozo 2. Referencias: 1) y 2) Zonas de afloramientos sobre la Sección Sísmica.

que la pobre calidad de los datos en estos lugares está especialmente condicionada por la geología compleja, la variable topografía, las fuertes variaciones de velocidades y los espesores de la capa meteorizada, los grandes buzamientos y los sistemas de fallas involucrados. En estos casos, la primera parte de la sección tiene poca información de confianza o no tiene información. Por eso, en estas situaciones, la información que brinda el Modelo Tomográfico Procesado (MTP) será una buena solución para entender lo que sucede en esa parte somera (ver el área remarcada con el rectángulo color amarillo en la figura 18c).

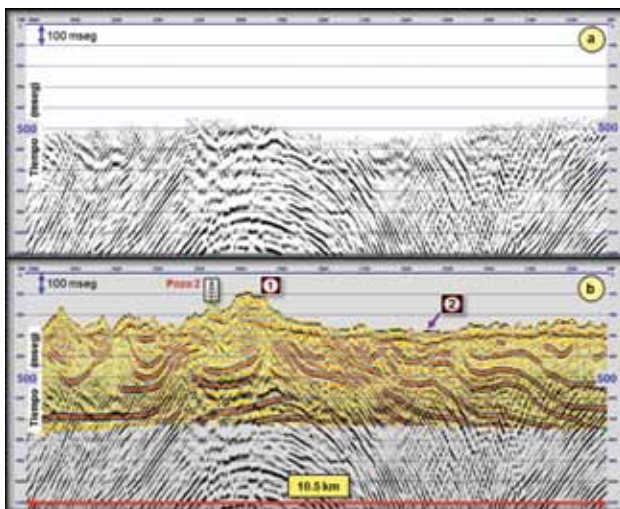


Figura 20. a) Parte la Sección Sísmica A que se muestra en la figura 18 c). b) Covisualización de la Sección Sísmica A y su correspondiente MTP convertido a tiempo. Se indica la ubicación del Pozo 2 que se muestra la figura 18. Referencia: 1) Afloramiento indicado antes con el mismo número en la figura 19, 2) Superficie topográfica en tiempo.

Para complementar la situación regional, en la figura 19a se incluye una carta geológica con la ubicación de la Sección Sísmica A y el Pozo 2 y, además, se indican los afloramientos principales (con números 1 y 2) cruzados por esta Sección. En la figura 19b se puede observar la imagen Landsat del área con la ubicación de la Sección Sísmica A, el Pozo 2 y de los dos afloramientos. Esta información complementaria pone en evidencia las características de la complejidad descrita que posee el área.

Finalmente, en la figura 20a se muestra parte de la Sección sísmica A, y en la figura 20b, la covisualización de la sección con su correspondiente MTP 2D convertido a tiempo. Estas dos figuras dan cuenta de la gran cantidad de información somera interpretable que aporta MTP (desde la misma superficie topográfica), información que en la Sección sísmica A no existe o podría ser poco confiable.

Como se puede observar, el MTP 2D es muy útil para el trabajo de interpretación y permite a los equipos de G & G mejorar los detalles geométricos de las estructuras someras. Con la información de la figura 20b es posible ajustar los modelos estructurales en este tipo de contextos geológicos y contribuir a definir mejor los diferentes elementos arquitectónicos de las secciones transversales balanceadas en las zonas de estudio, de este modo se maximiza la calidad de los resultados obtenidos.

Conclusiones

El Modelo Tomográfico Procesado, 2D o 3D, proporciona elementos clave para ayudar en la ubicación de nuevos pozos y también proporciona un mejor contexto para el diseño de pozos exitosos.

Este innovador producto permite a los intérpretes comprender mejor toda la columna geológica y, en muchos

casos, resolver situaciones problemáticas. La covisualización de secciones tomográficas procesadas y de los datos sísmicos permite mejorar las posibilidades de ajustar los modelos, completar las geometrías de las estructuras y sus detalles, definir mejor el diseño de las cañerías guía, reconocer eventos tecto-sedimentarios y otras aplicaciones relacionadas con distintos contextos geológicos.

Es decir, la covisualización de la sísmica y el Modelo Tomográfico Procesado permite resolver problemas específicos que surgen en las actividades de prospección y desarrollo de hidrocarburo. Esta integración de información sísmica e información tomográfica con carácter sísmico, le brindará al intérprete la posibilidad de alcanzar una visión optimizada y más completa de sus proyectos.

La planificación detallada de cada etapa en el procesamiento tomográfico, y luego en la etapa de la interpretación interactiva, implica una serie de decisiones que deben concatenarse para que la conjunción del esfuerzo intelectual del grupo de trabajo resulte en una solución única y exitosa, en la que la decisión de hacer es una cascada lógica y constructiva en la integración del equipo multidisciplinario.

La visión integral de una interpretación generadora de valor por medio de las nuevas tecnologías se centraliza en el aprendizaje de la tarea grupal. Cuando los equipos de G & G tienen más y mejores herramientas de interpretación, pueden centrarse mejor en sus objetivos principales y planificar asertivamente sus estrategias de análisis.

Agradecimientos

Agradecemos a Pan American Energy LLC por haber permitido publicar los ejemplos de este trabajo.

Referencias

Amoco, 1994, Modelo de estáticas: http://software.seg.org/datasets/2D/Statics_1994/.

Kanli, A., 2007, "Image Reconstruction and Limitations in Seismic Tomography", 13th EAGE European Meeting of Environmental and Engineering Geophysics, September 2007.

Kanli, A., 2009, "Initial velocity model construction of seismic tomography in near-surface appli-

cations", Journal of Applied Geophysics, Volume 67, No.1, pp. 52-62, January 2009.

Lo, T., and Inderwiesen, P., 1994, "Fundamentals of Seismic Tomography", Geophysical Monograph Series, No. 6, Society of Exploration Geophysicists (SEG).

Vernengo, L. y Trincherro, E., 2015, "Application of amplitude volume technique attributes, their variations and impact", The Leading Edge, Society of Exploration Geophysicists (SEG), pp. 1246-1253.

peloton
well focused®

SOLUCIONES INTEGRADAS DE GESTIÓN DE DATOS PARA EL CICLO DE VIDA ÚTIL DEL POZO

MasterView®
integrated well lifecycle™

<p>WellView®</p> <ul style="list-style-type: none"> • Planificación de Pozos • Perforación y Geología • Terminación y Workovers • Fractura y Estimulación de Pozos • Integridad de Pozos • Análisis de Fallas • Importación, visualización y análisis de datos de sensores de fondo de pozo 	<p>SiteView®</p> <ul style="list-style-type: none"> • Construcción de locaciones (Sites) • Inspecciones y Auditorías • Seguimiento a Actividades y Costos • Equipos de Superficie – Operaciones y Mantenimiento Preventivo • Gestión de Aguas en Yacimientos Petrolíferos
<p>RigView®</p> <ul style="list-style-type: none"> • Programación de Equipos de Perforación y Terminación • Programación de Equipos de Fracturas y Servicios a pozos • Programación de Recursos • Disponibilidad para Inicio de Actividades • Distribución y Publicación del cronograma actualizado 	<p>ProdView®</p> <ul style="list-style-type: none"> • Captura de Datos de Campo • Gestión de Operaciones • Asignaciones Diarias / Mensuales • Monitoreo de Pozos • Análisis de Datos • Reportes Regulatorios • Integración con WellView y SiteView

www.peloton.com



Método para calcular el volumen de roca estimulado (SRV) en la Fm. Vaca Muerta. Primera experiencia de sísmica 4D

Por **Federico Achilli**, **Gabriel Chao**, **Diego Rojas Arce** y **Yonatan Sanz Perl** (Total Austral); y **Christian Hubans** y **Abderahim Lafram** (Total S.A., Francia)

La metodología de cálculo del volumen de roca estimulado (SRV) se utiliza aquí para la formación Vaca Muerta. Se trata de la primera experiencia sísmica en 4D en Aguada Pichana Este (APE), el primer yacimiento de *dry gas* no convencional de la formación.

Este trabajo fue galardonado con el 1° Premio del Simposio de Recursos No Convencionales en el 10° Congreso de Exploración y Desarrollo del IAPG, realizado en 2018 en la ciudad de Mendoza.

Introducción

Aguada Pichana Este (APE) es el primer yacimiento de gas seco de la Fm. Vaca Muerta (VM), en desarrollo por el consorcio operado por Total Austral S.A. en asociación con YPF, Wintershall Energy S.A. y Pan American Energy S.A., luego de completar la fase piloto en 2016.

La producción se realiza mediante la perforación de *pads* de dos o cuatro pozos en forma de "L", cuya sección horizontal (*drains*) "navega" en el nivel de VM que, posteriormente, se estimula con fracturación hidráulica. La estimulación se realiza para generar "reservorio" cuyo resultado se llama volumen de roca estimulado (SRV) que, cuanto más eficaz sea, mayor será la superficie de fracturas conectadas con los diminutos poros (escala nanométrica) de la roca madre y, por lo tanto, mayor será la producción del pozo.

El SRV es entonces el parámetro clave para maximizar la productividad y es quizás el más difícil de estimar, por eso diferentes compañías aplican distintas estrategias de adquisición de datos para su estimación.

En ese sentido, Total Austral fue pionera en el uso de microsísmica de superficie, en la Argentina, para el monitoreo de la extensión de las fracturas hidráulicas. Su utilidad fue probada en el reservorio de baja permeabilidad

(*tight*) de la Fm. Mulichinco. Maurel *et al.* (2008, 2009), Cerda *et al.* (2009), Bardainne *et al.* (2009).

El monitoreo de superficie también fue aplicado durante la exploración de la Fm. Vaca Muerta en pozos verticales y luego, en el monitoreo del SRV de pozos pilotos horizontales. Grausem (2012, 2015), Badgem y Grausem (2013).

También, Total Austral testeó simultáneamente microsísmica registrada en pozos observadores con la microsísmica de superficie y demostró comparativamente las ventajas y las desventajas de cada metodología (pozo o superficie). Gangui y Grausem (2014), Grausem (2015).

Respecto de las incertidumbres de estos datos, Total Austral realizó un análisis comparativo con cinco compañías de procesamiento para estimar la precisión de la localización de los mecanismos focales y así entender la incertidumbre asociada al cálculo de un SRV dado. Badgem y Grausem (2013).

En esta oportunidad, se presenta una secuencia de adquisición de datos geofísicos, en sinergia con otras operaciones con el fin de optimizar tiempo y costos. En esta secuencia se agrega un nuevo método para medir directamente el SRV con la tecnología 4D.

Los objetivos de este trabajo son los siguientes:

- Mostrar la sinergia, durante la operación de completación de un pozo, donde se registraron simultáneamente, microsísmica, sísmica 3D y 4D.
- En la búsqueda por evolucionar en el cálculo del SRV, mostrar la utilidad y los resultados de la tecnología 4D y su precisión para el mapeo directo del volumen estimulado de roca (SRV), objetivo buscado desde hace más de una década por los productores del *shale*.

Ubicación y características generales

El bloque de Aguada Pichana Este se encuentra localizado en el centro de la Cuenca Neuquina (Figura 1a). Estructuralmente, el área está controlada por dos estructuras regionales: el sinclinal de Añelo al Este y el flanco Este del alto del Chihuido hacia el Oeste. Brinkworth *et al.* (2012), Gangui y Grausem (2014), Scaricabarozzi *et al.* (2014). Históricamente, Aguada Pichana se trató de un yacimiento de gas en una trampa de tipo estratigráfico en la Fm. Mulichinco, ubicada principalmente en el centro-centro Oeste del bloque. Scaricabarozzi *et al.* (2014). La ubicación del contacto gas/agua no justificaba la adquisición de dato de sísmica 3D en el extremo Este del bloque.

El desarrollo de la Fm. Mulichinco está en la actualidad en estadios maduros, al mismo tiempo que aumenta la actividad en la temática no convencional de la Fm. Vaca Muerta (Figura 1B).

En el área de APE, la Fm. Vaca Muerta se encuentra a una profundidad de alrededor 2.800 mbnm, y su espesor promedio en el área es de unos 350 m. La exploración y su desarrollo en el bloque hace necesario extender la adquisición de datos hacia el este, y en ese sentido, esta experiencia se realizó en uno de los pilotos, localizado fuera de la cobertura sísmica 3D (Figura 2), donde el pozo de exploración había sido perforado sobre una línea 2D y un *pad* del piloto con las cabezas de los pozos un par de km al Sur, con dos *drains* de 1400 m, uno hacia el Sur y otro hacia el nor-noreste.

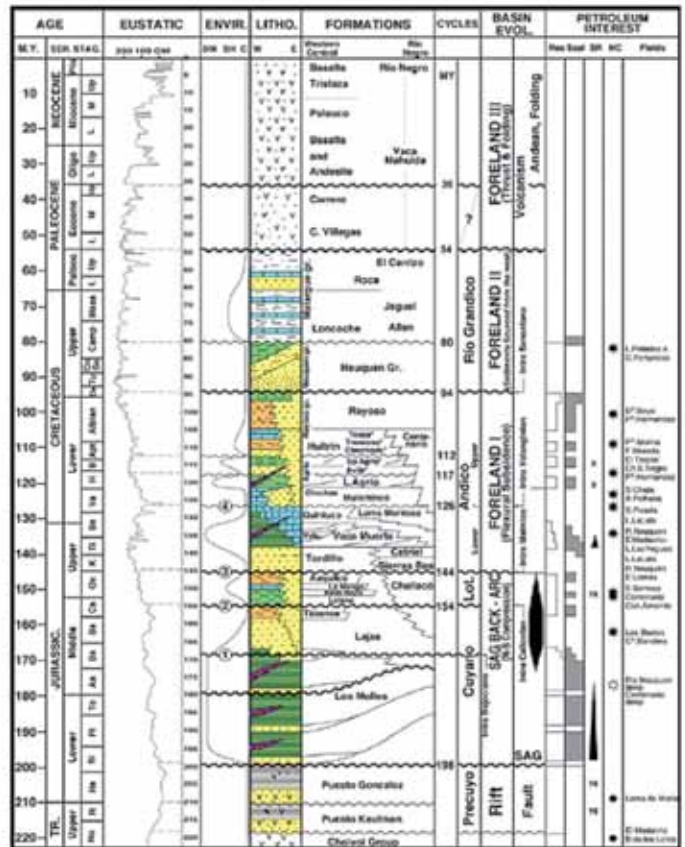


Figura 1. a. Ubicación de Aguada Pichana. b. Columna Estratigráfica general del área.

Descripción de la experiencia

La experiencia consistió en la adquisición conjunta, en sinergia con la completación de los pozos, de microsísmica de superficie y sísmica 3D. Con el fin de obtener una imagen sísmica 3D donde no hay (Figura 2), se aprovechó el tendido de geófonos de la microsísmica de superficie para monitorear la estimulación y, sobre ese mismo tendido, ubicar puntos de emisión adaptándose al arreglo existente. Además, aprovechando la secuencia de adquisición, se probó la utilidad de la tecnología 4D como una herramienta potencial para mapear directamente el volumen estimulado de roca (SRV).

A diferencia de la 4D convencional que monitorea la producción en reservorios convencionales, generalmente arenas, Lefeuvre *et al.* (2003), Brechet *et al.* (2010) o carbonatos Lafram *et al.* (2016), esta experiencia trata de monitorear la eficacia de la fracturación hidráulica y su propagación en la roca madre. Para ello, se utilizó como sísmica base una adquisición anterior de la estimulación y como sísmica monitor, la que se registró inmediatamente luego de terminada la estimulación del pozo.

Inicialmente, el objetivo era monitorear los dos *drains*, con lo cual se dispuso el arreglo de geófonos para microsísmica sobre los dos *drains*. Por razones operacionales, solamente se pudo estimular el *drain* sur; sin embargo, el *drain* norte serviría luego como calibración de una zona con dato, pero sin estimular, muy útil en la calibración de la respuesta 4D.

La secuencia de la operación se resume de la siguiente manera:

Regado de material → adquisición de base (1^{er} 3D) → etapas de fracturación + microsísmica de superficie → adquisición del monitor (2^{da} 3D).

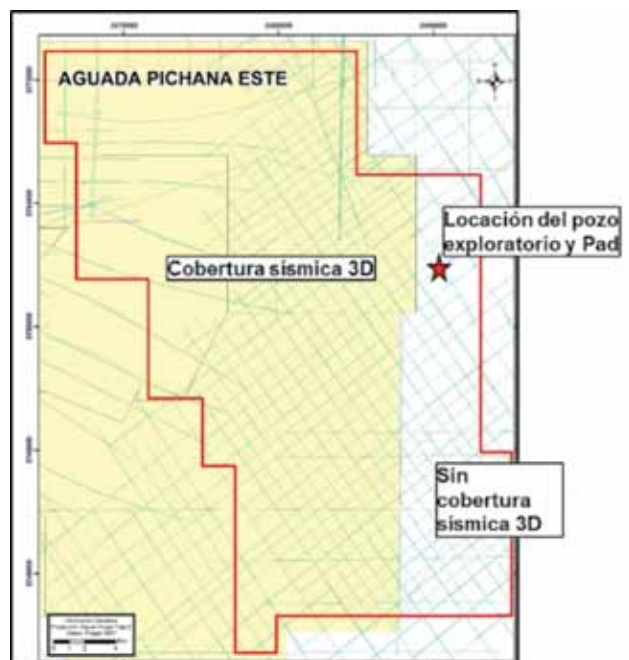


Figura 2. Bloque de Aguada Pichana Este con la cobertura sísmica 3D en amarillo y 2D en líneas celeste.



CURSOS IAPG

Capacitación especializada para profesionales y técnicos de la industria del petróleo y del gas



Cursos Presenciales

- En instalaciones del IAPG, ya sea en Buenos Aires como en las Seccionales
- Publicados en el sitio web del IAPG
- Intensivos, de 2 a 5 días de duración, con entrega de Certificado de asistencia o aprobación



Cursos In Company

- Adaptados a las necesidades de las empresas
- Se pueden dictar en cualquier lugar del país y del exterior
- Disponibles para grupos chicos y grandes, pueden incluir evaluación final



Cursos Online

- Curso básico: La industria de E&P de Petróleo y Gas Natural
- Herramientas de Proyecto: WBS – Administración de alcance
- Registros de Pozos 1
- Registros de Pozos 2

Para más información: cursos@iapg.org.ar

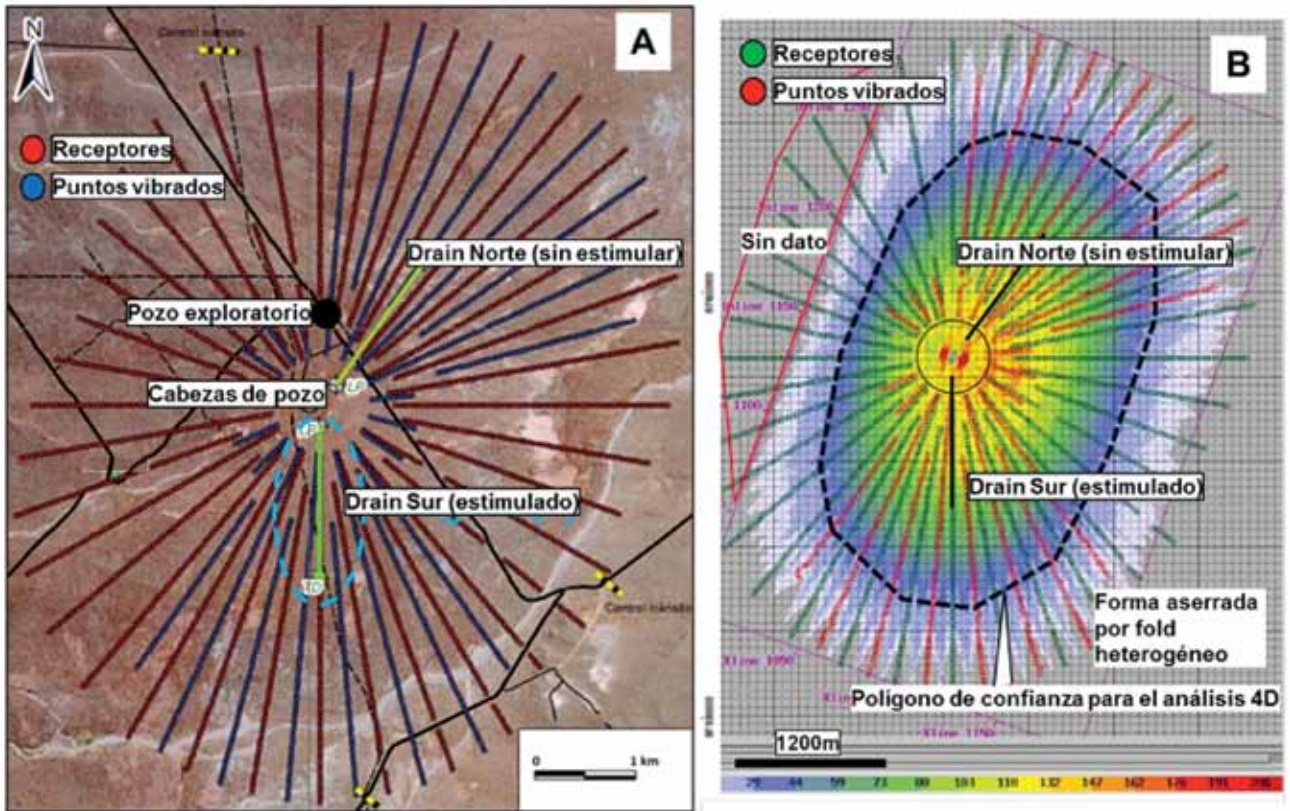


Figura 3. a. Geometría de adquisición de microsísmica utilizada para sísmica 3D. Los puntos rojos corresponden a los receptores y los azules a los puntos vibrados. b. Mapa de suma (Fold) con la geometría de adquisición superpuesta (receptores en verde y puntos de vibrado en rojo).

Adquisición

La geometría de adquisición de la microsísmica para el monitoreo de fractura consistió en 2000 receptores distribuidos radialmente con centro en la boca del pozo. Sobre este arreglo se consideró la oportunidad de la adquisición de sísmica 3D ubicando 1000 puntos de vibración intercalados entre las líneas receptoras (Figura 3a).

Para no interferir con las operaciones de pozo, por razones de seguridad y, a la vez, para evitar ruidos, un radio de 500 m alrededor de la boca del pozo se dejó libre de geófonos y de acceso para los vibros. Este efecto no perjudica la adquisición de los mecanismos focales de la microsísmica, pero fue una limitación del arreglo utilizado para los registros de sísmica 3D.

El mapa de suma (*fold*) para el producto suma completa (*full stack*) se ve bastante heterogéneo (cambios abruptos en distancias cortas) y tiene un área de suma completa de 13 km² sobre 34 km² (Figura 3b), además de la anomalía en boca de pozo. A pesar de estas limitaciones en la zona de borde de las sumas, aunque bajas, son aceptables para lograr una imagen sísmica coherente a la profundidad de la Fm. Vaca Muerta (Figura 4). Como una especie de resguardo, solo un polígono de confianza sobre el área de mayor suma es considerado para el análisis 4D posterior (Figura 3b).

Resultados

A pesar de que esta geometría particular de adquisición generó un componente importante de ruidos relacionados

a ondas de superficies, provocada por los vibros, que significó un esfuerzo de procesamiento para su eliminación, los resultados son aceptables y su integración con la sísmica 3D vecina existente fue posible (Figura 5). Se identifican y correlacionan las secuencias principales, se interpretan las direcciones de falla principales (Figura 6) y las características internas de cada secuencia, logrando una coherencia con la interpretación en el resto del bloque (Figuras 5 y 7).

En cuanto a la microsísmica, se localizaron alrededor de 6.000 eventos con sus mecanismos focales. Asimismo, las magnitudes registradas estuvieron dentro del rango esperado (Figura 8).

Se identificaron qué eventos se interpretan como directamente conectados con la fractura hidráulica (“eventos húmedos”) y cuáles están desconectados (“eventos secos”). Este análisis resulta una pieza clave para evaluar el volumen de roca estimulado (SRV), ya que se considera que únicamente los eventos conectados hidráulicamente con el pozo son los que potencialmente aportan a la productividad. La clasificación de eventos microsísmicos se realiza de forma analítica, por ejemplo, considerando el desarrollo espacio temporal de la etapa de fractura, la distribución de mecanismos focales, el análisis del valor “b” según la ley de Guttenber-Richter, conjuntamente con la identificación de las estructuras preexistentes (distintos atributos sísmicos). Sin embargo, también existen métodos algorítmicos, como el método de atenuación de la onda de corte (*shear*), Bergery (2015). De esta forma se identificaron los dos grupos de eventos en el pozo analizado (Figura 9), considerando únicamente los eventos húmedos, como los que generan el SRV.

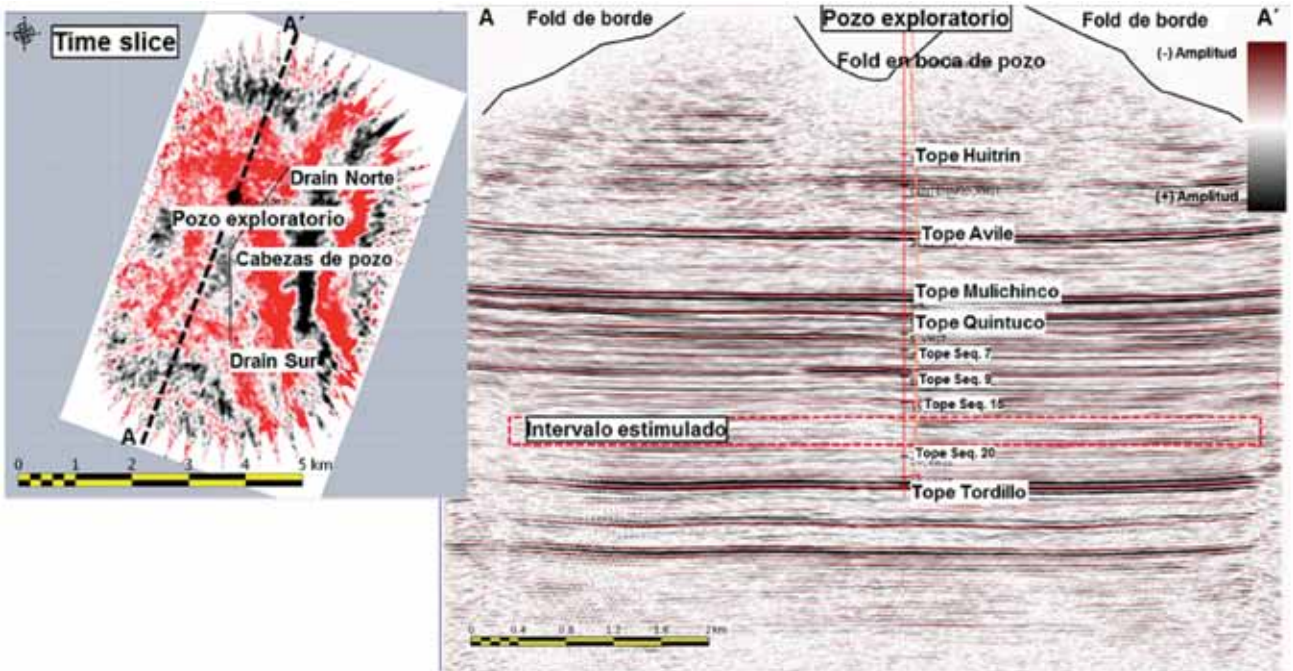


Figura 4. Ejemplo del dato 3D adquirido. Time slice y línea en el pozo exploratorio.

Piloto 4D: ¿Puede aplicarse la tecnología 4D en la Fm. Vaca Muerta?

En la producción de reservorios no convencionales, el objetivo principal es conocer y entender la productividad

de un pozo. Para ello, la variable más importante es conocer el volumen de roca estimulado (SRV) por la fracturación, es decir, su dimensión, saber cómo se fractura la roca y hacia dónde se propaga la fractura hidráulica. Además es importante conocer hasta donde llegan el fluido inyectado

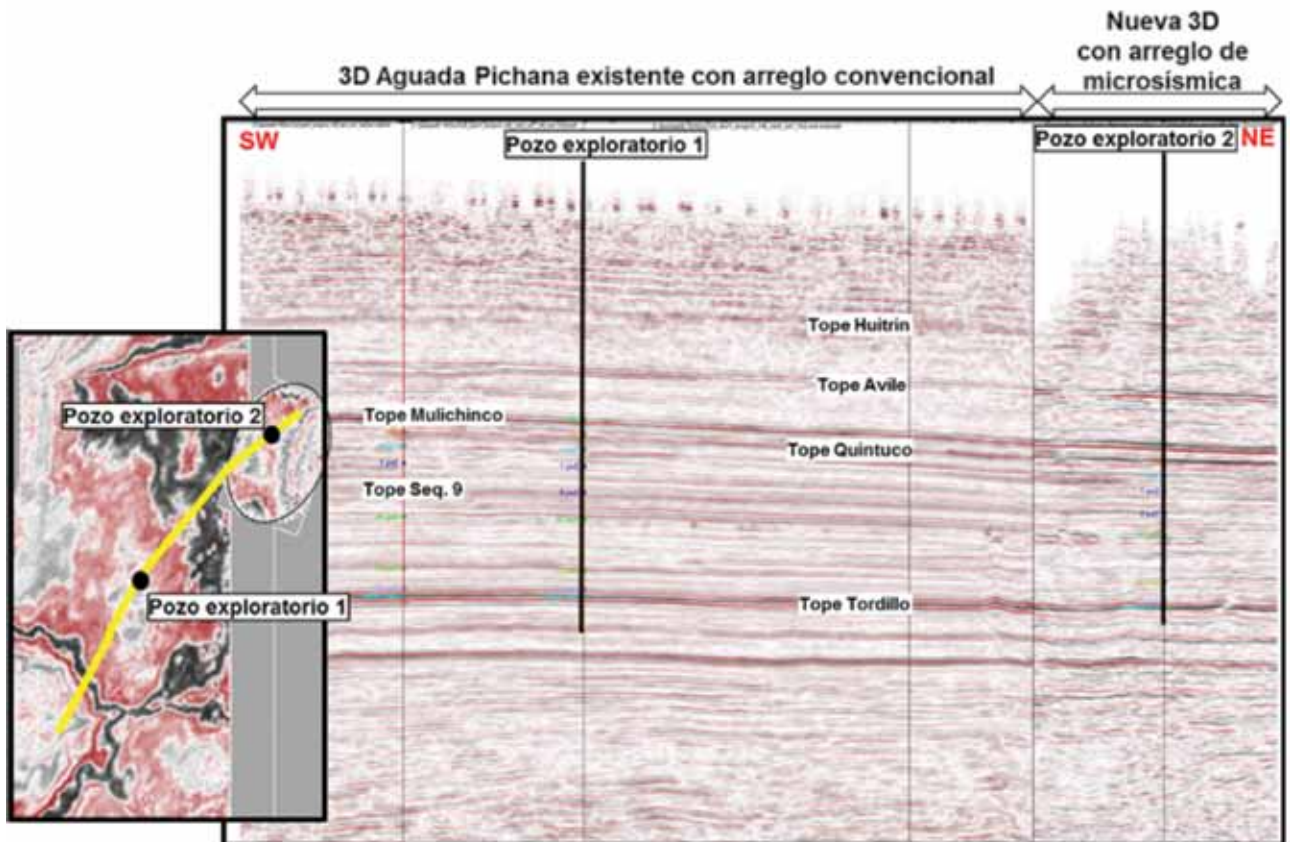


Figura 5. Integración de la nueva sísmica con la sísmica 3D existente en AP.

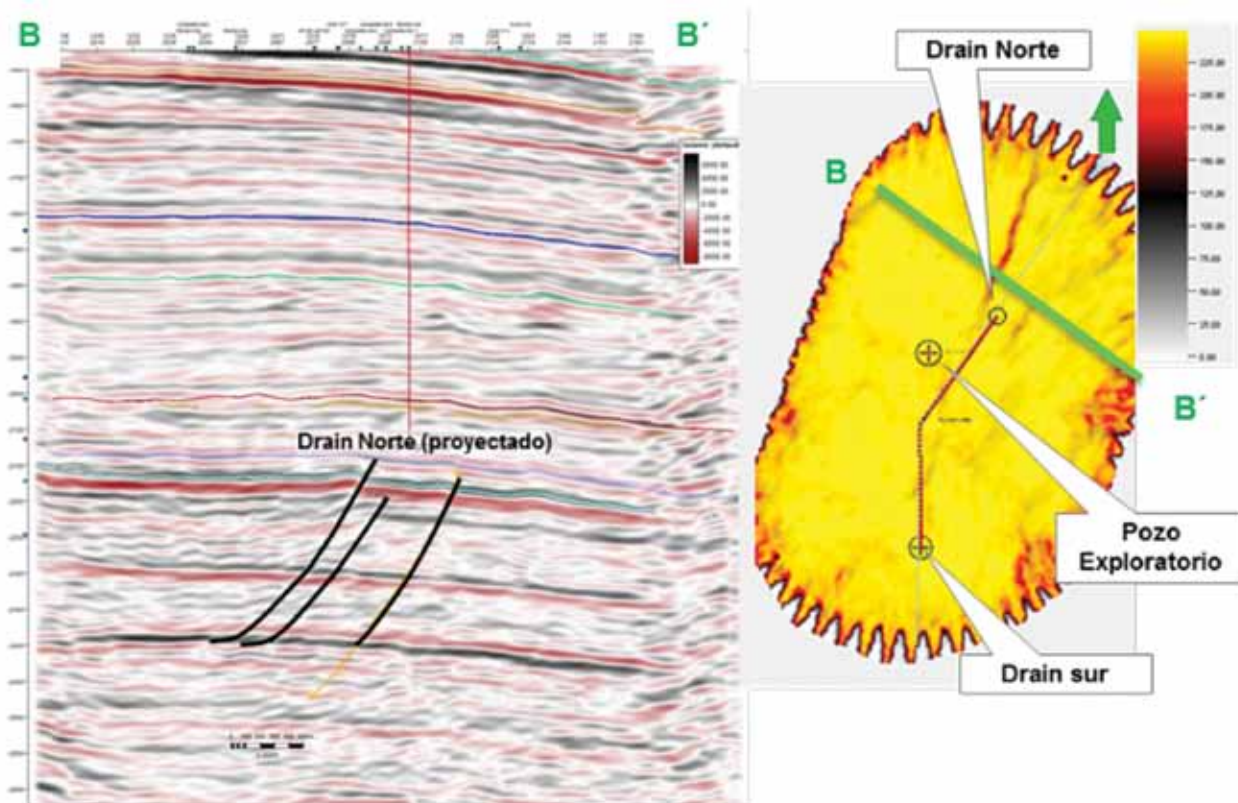


Figura 6. Calidad de la nueva 3D. Interpretación de las estructuras principales.

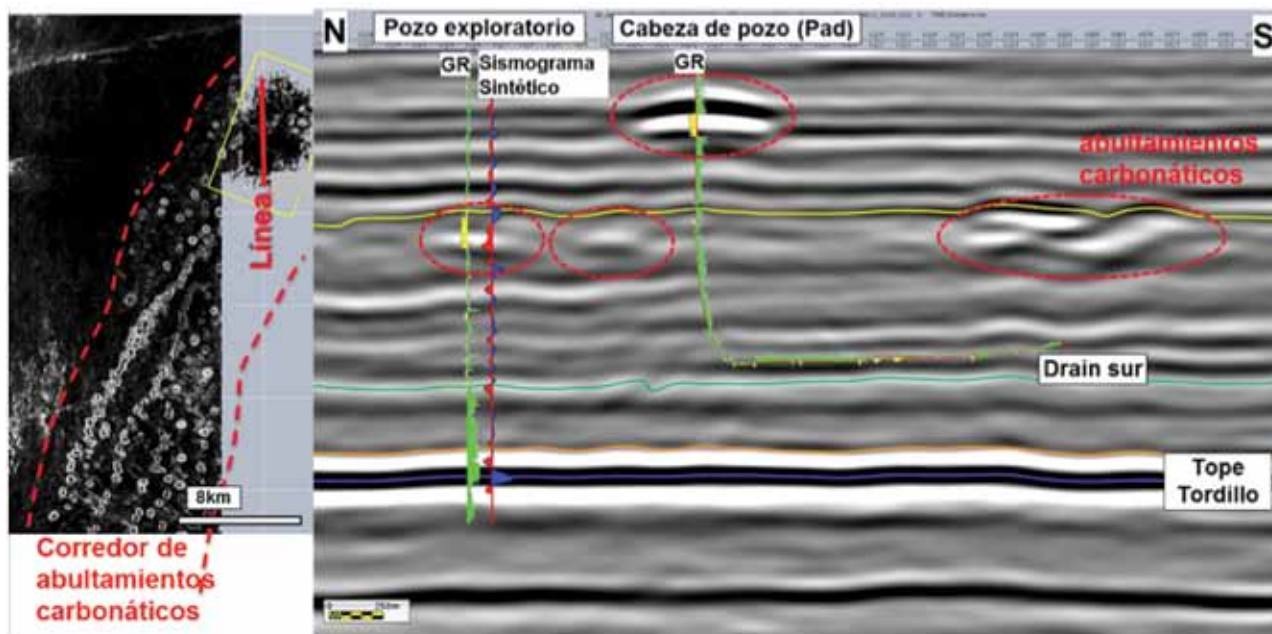


Figura 7. Izquierda: mapa de curvatura mostrando la continuidad de nivel de abultamientos carbonáticos entre AP y la nueva 3D. Derecha: línea en la nueva 3D ilustrando los abultamientos.

y el agente de sostén. Sin embargo, caracterizar el SRV es en sí mismo un desafío y hasta ahora se logran aproximaciones con el uso de la microsísmica (de pozo o de superficie) o mediante modelizaciones.

El primer antecedente publicado de aplicación 4D en shale fue en British Columbia en el play, de Horn River, Goodway et al. (2012), donde se realizó un test para ma-

pear el SRV, usando como “base” una 3D existente (2009) y como “monitor” una 3D registrada *posfracking* en conjunto con una microsísmica de pozo. Posteriormente, en 2014, un pequeño test en el Barnett Shale utilizó la 4D con la adquisición de tres monitores, de los cuales el primero falló, registrado con arreglos convencionales y se integró con microsísmica de superficie, Roy et al. (2014). Si bien,

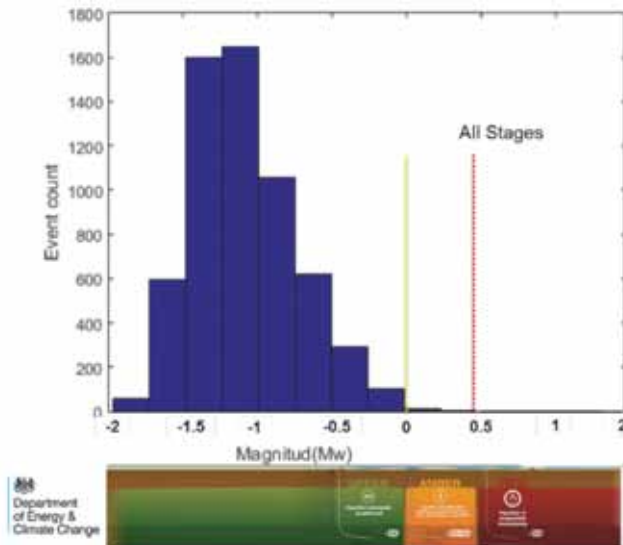


Figura 8. Magnitud de los mecanismos focales registrados con el diseño estrella.

efectivamente se registraron dos monitores, el trabajo focaliza en la diferencia con el segundo de ellos. El último antecedente encontrado fue publicado en 2018 por la Colorado School of Mines en Watterberg, donde se realiza otro test 4D con multicomponentes (registrados con un intervalo de unos 3 meses y otro intervalo de 2,5 años) y microsísmica de superficie, Alfataierge *et al.* (2018).

En esta oportunidad se aprovechó el registro de una microsísmica de superficie para realizar un piloto y analizar el potencial uso de la sísmica 4D para la caracterización del SRV en la Fm. Vaca Muerta.

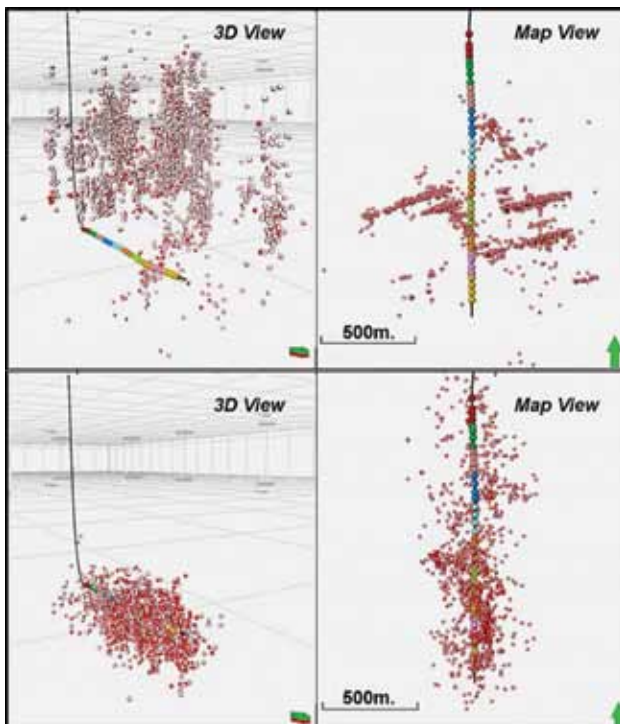


Figura 9. Eventos microsísmicos registrados, con la interpretación y el filtrado de mecanismos focales. Arriba: eventos "secos" - Abajo: eventos "húmedos".

Como se mencionó, en la Fm. Vaca Muerta, el concepto se basó en adquirir una sísmica 3D que sirve de "Base" antes de la estimulación y otra "3D idéntica", llamada "Monitor", después de la estimulación, para luego analizar el resultado por medio de la diferencia entre ambas con un procesamiento sísmico *ad hoc*. Claramente, el objetivo inicial no es monitorear la producción, sino la capacidad de la estimulación hidráulica en generar un intervalo reservorio (SRV) dentro de la roca madre no permeable (*shale*) por producir. La expresión "3D idéntica" hace referencia a los parámetros de adquisición. En el caso ideal, la resta de ambas sísmicas sería igual a cero y solo estaría resaltado como anomalía 4D la zona que sufrió cambios acústicos entre la base y el monitor, o sea la zona estimulada y el intervalo por debajo de ella. Para que esta zona quede "iluminada" en el producto 4D deben ocurrir cambios físicos que afecten la velocidad y/o la densidad de la roca. Nuestro análisis es que uno de los fenómenos que ocurre es, al menos, un aumento de porosidad "secundaria" (por fracturación). Este capítulo cuantitativo a pequeña escala actualmente se está estudiando, por lo que este trabajo se enfoca a los resultados de manera cualitativa (envolvente del SRV).

Adquisición 4D y repetitividad

Una vez adquirida la Base, luego de finalizada la estimulación, se trató de repetir los mismos parámetros para lograr una sísmica "Monitor" que repita la primera o "Base" (Figura 10).

El grado de similitud entre las dos adquisiciones sísmicas se le denomina repetitividad y a mayor repetitividad, mayor es la posibilidad de detectar anomalías 4D pequeñas y menor la posibilidad de confundir ruido con señal 4D. Entre los atributos 4D que miden la repetitividad de dos adquisiciones se encuentra la NRMS (Raíz cuadrada de la amplitud media al cuadrado de la diferencia (RMS), normalizada (N)) o la fidelidad que se mide en valores porcentuales, Krag y Christie (2002), El-Emam *et al.* (1998). Un valor de NRMS de 0% y/o de fidelidad de 100% significa que las sísmicas Base y Monitor son idénticas si no fueron afectadas por nuevos fenómenos físicos, como cambios en la densidad y velocidad, debidos principalmente a cambios de porosidad.

Al calcular estos atributos en intervalos suficientemente someros, por arriba de los niveles que se estimularon, donde se cree que la estimulación hidráulica no llegó, se midieron valores mayores a 80% en fidelidad (o menores que el 40% en NRMS) lo que significa que existe un ruido de *background* relacionado a la falta de repetitividad perfecta en la adquisición (acople de geófonos y/o vibros, humedad, vientos, ruido ambiente, etc.) pero suficientemente bajo como para detectar señales de -16dB, lo cual es muy aceptable (Figura 11).

Resultados

Identificación de la anomalía 4D

Calculando el atributo NRMS sobre un primer producto de procesamiento *fast track*, partiendo de una zona somera

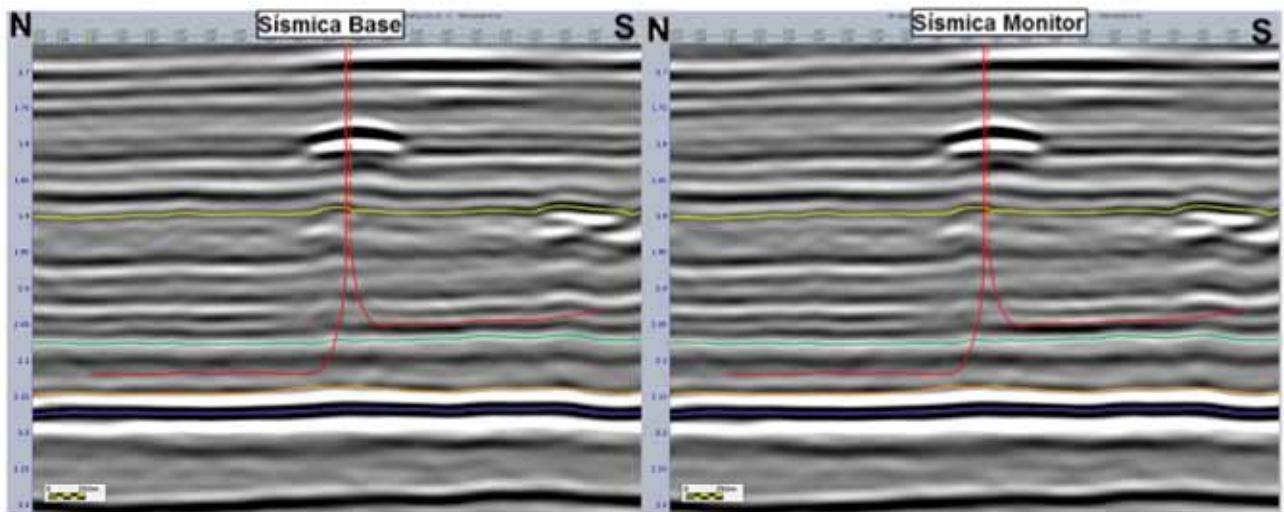


Figura 10. Sísmica Base y Monitor a lo largo del Pad.

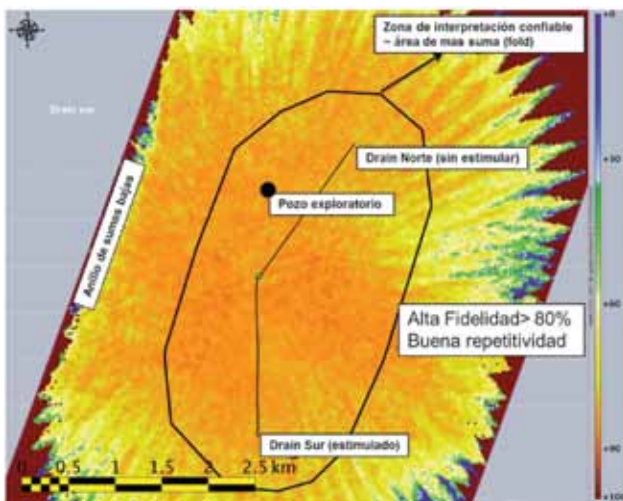


Figura 11. Mapa de fidelidad en un nivel más somero a la zona estimulada.

donde se sabe que la estimulación no ocurrió con mapas homogéneos y valores de *NRMS* bajos (Figura 12, mapas A a D), se observa que, a medida que la ventana se desliza hacia abajo, comienza a detectarse una anomalía a partir de 1900 ms TWT en las inmediaciones del *drain* sur con valores de *NRMS* más altos, pero rodeada de valores de *NRMS* bajos (Figura 12, mapa E). La profundidad donde aparece la anomalía coincide con la del intervalo estimulado. Una vez atravesada la zona estimulada, los valores de *NRMS* vuelven a bajar (Figura 12, mapas F y G) y a medida que se profundiza se empiezan a ver ruidos aleatorios (Figura 12, mapas H a I).

Al calibrar el ruido de repetitividad en los niveles superiores, se interpreta la aparición de esta anomalía (Figura 12, Mapa E, y Figura 13) como una verdadera señal 4D producto de la estimulación ocurrida temporalmente entre las dos adquisiciones sísmicas.

El concepto está probado: la 4D testeada captura cambios producidos en la roca luego de la estimulación, por lo que se prosiguió avanzando con un procesamiento 4D *ad hoc*

para refinar el resultado.

En el mapa E, cerca de la cabeza del pozo, se nota también una anomalía de *NRMS* donde se sabe no hubo estimulación (Figura 13). Esa anomalía es debida a otro fenómeno y se corrigió durante el procesamiento.

Tomando como hipótesis que la señal 4D tiene su origen, al menos parcialmente, en el aumento de la porosidad asociada a la fracturación generada por la estimulación hidráulica, se realizó un modelado de sísmica sintética y se calculó el efecto que se debería observar sobre el atributo *NRMS* (Figura 14).

El resultado del modelo 1D parece comprobar la hipótesis propuesta.

La *NRMS* no deconvolucionan los dos efectos principales que ocurren en la traza monitor, el estiramiento o encogimiento de la traza, provocado por la variación de velocidad de la zona estimulada y la variación de la amplitud, provocado por la variación de impedancia en la zona estimulada. Para ello se utilizan atributos más robustos, que se calcularon sobre los productos finales una vez terminado el procesamiento 4D adaptado, como la variación del tiempo, comúnmente llamado *time shift* 4D que mide el estiramiento y/o encogimiento de la traza (Figura 15) y la relación de la variación porcentual de Impedancia ($\Delta IP/IP$), producto de una inversión sísmica 4D.

Cuando se observa la diferencia bruta entre base y monitor, se puede ver la sección sin información organizada (o solo ruido de *background*), mientras que a partir del *drain* y hacia abajo se observa señal organizada producto del desfase de la traza monitor respecto de la base. El modelo 1D (basado en los datos del pozo de exploración) reproduce el mismo fenómeno (Figura 15).

El atributo *time shift* muestra el efecto aun de manera más clara, con valores cercanos a cero por arriba del *drain* y es acumulativo desde y hacia abajo (Figura 16). En mapas, está limitado solamente a la longitud y a la vecindad del *drain*. Esta coherencia sugiere interpretar la anomalía como debida al efecto de la variación de la velocidad luego de la estimulación. Nótese la eliminación del ruido cercano a la cabeza de pozo (Figura 16).

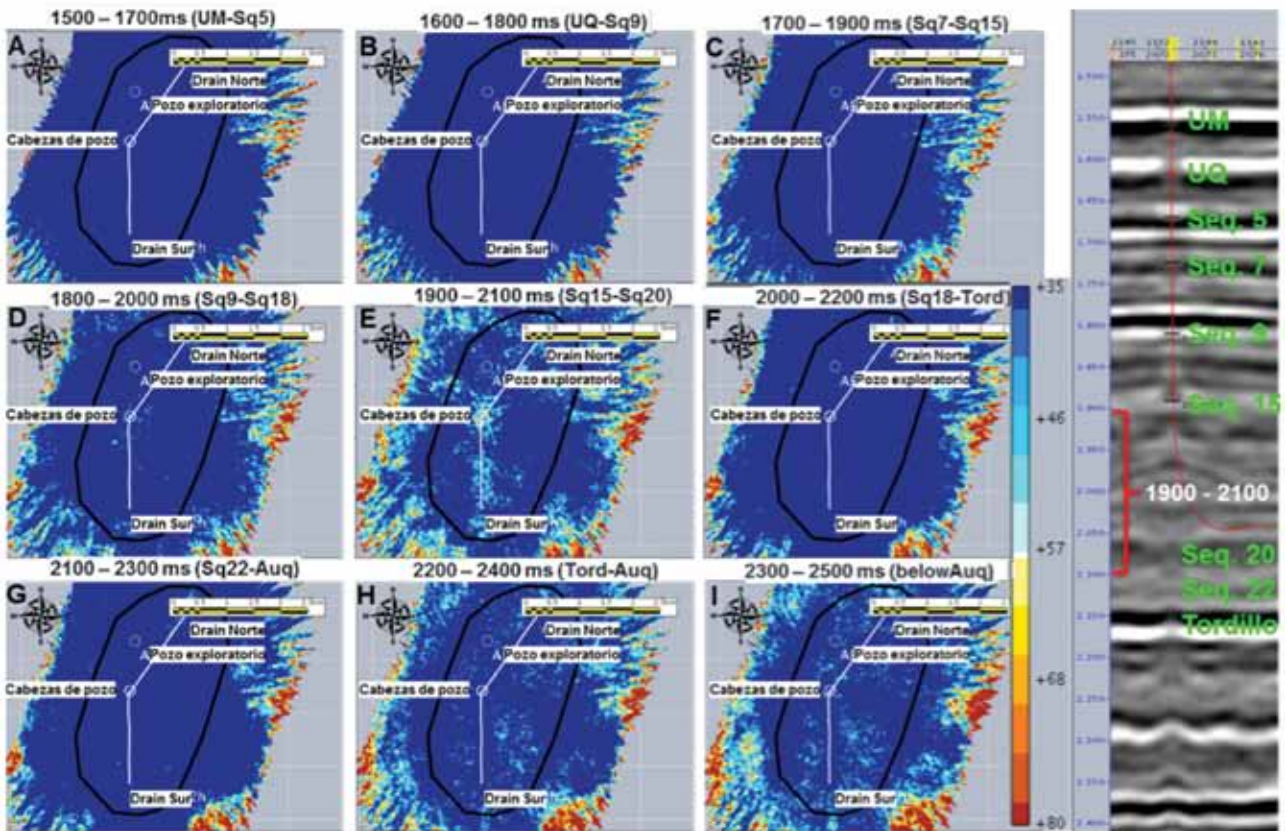


Figura 12. Evolución del atributo NRMS en profundidad. Identificación de la anomalía 4D.

El atributo $\Delta IP/IP$ producto de una inversión sísmica simultánea 4D también fue calculado. Este atributo muestra principalmente la variación de impedancia y resulta ser uno de los que mejor resolución vertical tiene. Una sección vertical entre los dos *drains* muestra claramente como señal coherente la anomalía en las cercanías del pozo estimulado sobre un *background* cuyo nivel de ruido es bajo y aleatorio. El espesor de la anomalía sugiere un intervalo estimulado limitado (Figura 17). Nótese la ausencia de anomalía coherente en el *drain* no estimulado y en la zona de la cabeza de pozo. En mapas, el atributo $\Delta IP/IP$ muestra

nuevamente la anomalía de variación de impedancia a lo largo del *drain* rodeada de un *background* aleatorio de poca variación de impedancia, confirmando y dando más detalle a lo observado en los atributos anteriores (Figura 17).

Puesto que se trata de una inversión, este algoritmo debería mostrar solo la región espacial donde se alteró la petrofísica de la Fm., o sea el SRV propiamente dicho.

Una sección del *drain* estimulado con el *background* en transparencia y la anomalía superpuesta a la sísmica 3D convencional, muestra que la anomalía está contenida en tres sectores diferentes dentro de un nivel estratigráfico re-

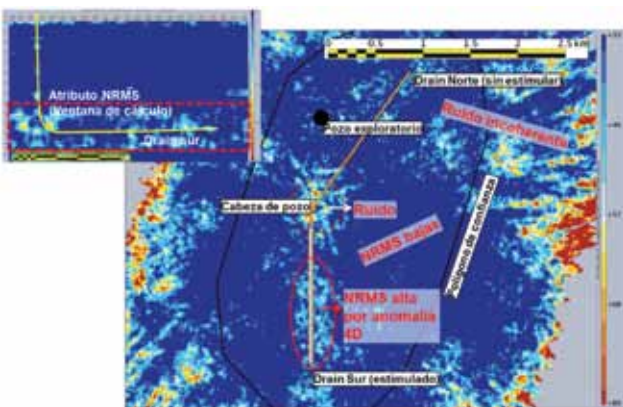


Figura 13. Mapa de NRMS a la profundidad de la zona estimulada. La sección arriba a la izquierda, en rojo punteado, muestra la ubicación de la ventana en el atributo NRMS.

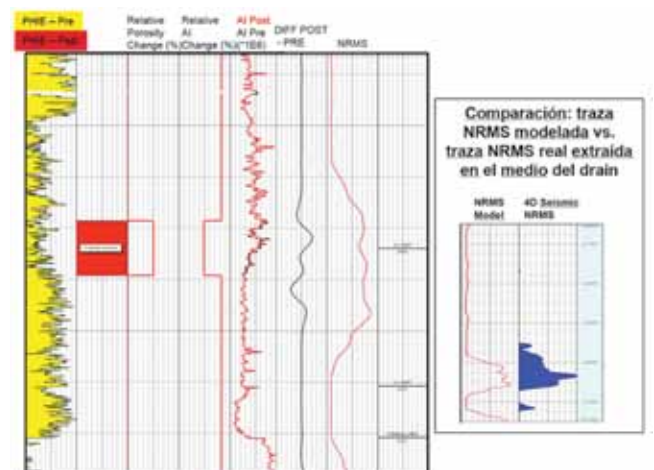


Figura 14. NRMS a la profundidad de la zona estimulada.

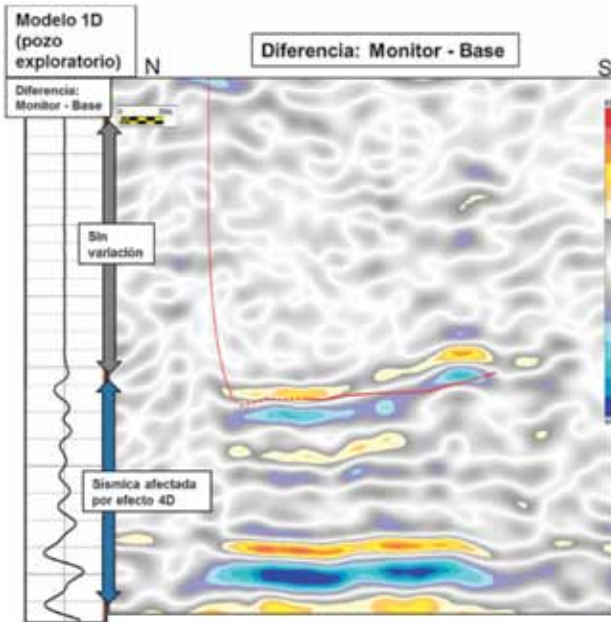


Figura 15. Modelo 1D Diferencia - Sección de diferencia.

lativamente concordante al inicio y fin del *drain* y ligeramente discordante en el sector medio (Figura 18).

La comparación y la integración de la anomalía 4D con los resultados de la microsísmica muestran el potencial de esta nueva tecnología.

Antes de entrar en detalle es necesario mencionar que la microsísmica mapea liberación de energía asociada al relajamiento del esfuerzo, mientras que la sísmica 4D mapea zonas donde los coeficientes de reflexión acústica cambiaron con el tiempo. Además, la incertidumbre en la posición vertical de los eventos microsísmicos, depende fuertemente del modelo de velocidades utilizado, del cual la señal 4D es prácticamente independiente, Badgem y Grausem, (2013).

Cuando se observan la totalidad de los mecanismos focales, se pueden interpretar lineamientos que seguramente están relacionados a fracturas preexistentes que han sido reactivadas (Figura 19, mapa A). Esas direcciones son conocidas en Aguada Pichana en todas las escalas (Coherencia, FMI, microsísmica), Gangui y Grausem (2014), Brinkworth *et al.* (2012), Estrada *et al.* (2018). El efecto de las fracturas se verifica también en secciones donde se puede observar que don-

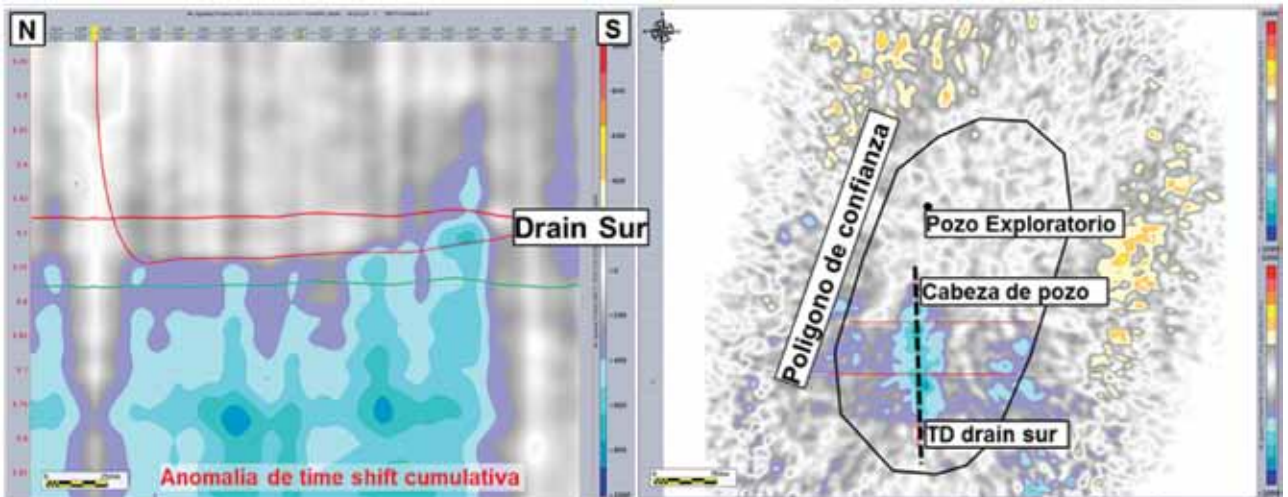


Figura 16. Izquierda: sección a lo largo del drain sur con atributo *time shift*. Derecha: mapa del atributo *time shift*.

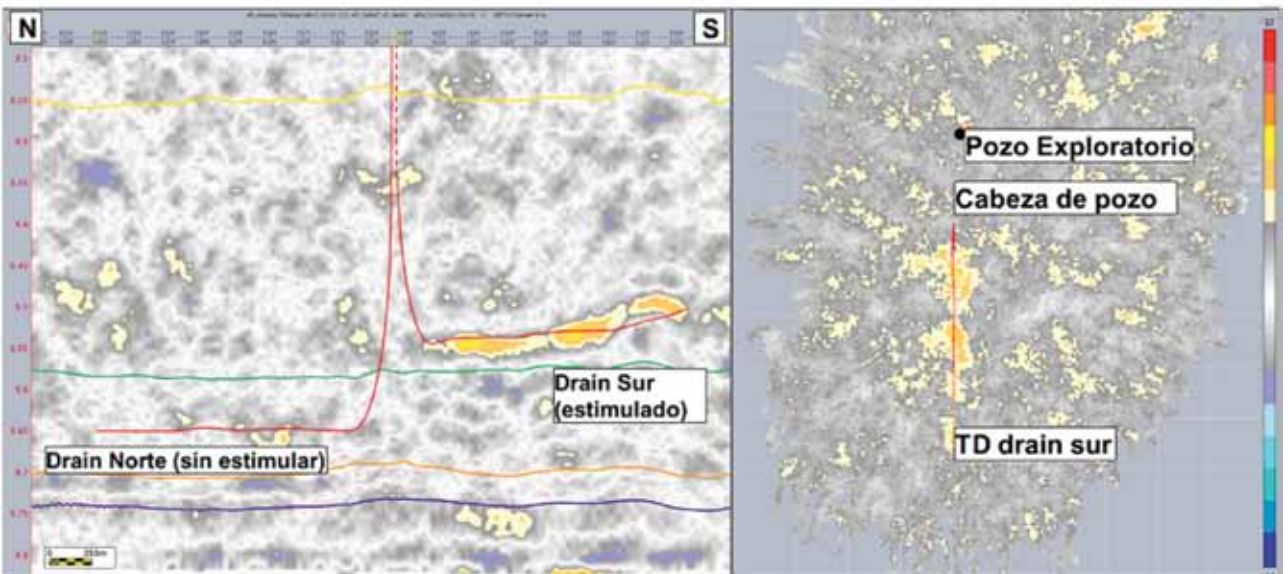


Figura 17. Izquierda: Sección a lo largo de los dos *drains* con el atributo $\Delta IP/IP$. Derecha: mapa de $\Delta IP/IP$ en la profundidad de la zona de estimulación.

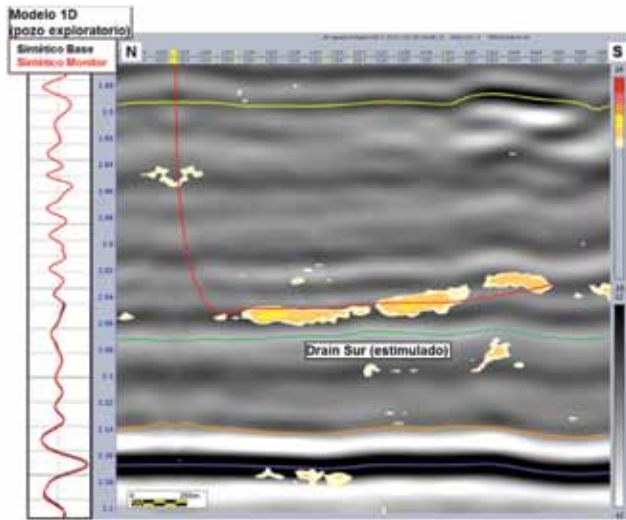


Figura 18. Sección en tiempo con $\Delta IP/IP$ superpuesto.

de la anomalía cambia el nivel estratigráfico que la contiene (Figura 18), coincide con una acumulación de mecanismos focales claramente organizados a lo largo de lo que se interpreta como una fractura preexistente (Figura 20).

Luego de filtrar los eventos no conectados al pozo (“eventos secos”), en general relacionados a pequeñas reactivaciones tectónicas, (Figuras 9 y 19 B) mediante el análisis de mecanismos focales, la envolvente de los eventos microsísmicos remanentes coincide, de manera sorprendente, con la anomalía 4D en planta (Figura 19, mapas C y D) pero no así en la vertical (Figura 20).

En base a estas observaciones e interpretaciones, los resultados de este test son concluyentes: la señal 4D parece mostrar realmente el volumen de roca estimulada de manera más precisa, mientras que los eventos “húmedos” microsísmicos mostrarían un relajamiento del esfuerzo local, que puede o no estar conectado hidráulicamente con el pozo.

Al aplicar *cutoffs* sobre los valores de $\Delta IP/IP$ se pueden obtener fácilmente el SRV para ser modelado dinámicamente (Figura 21), a priori con mayor confianza que el obtenido por medio de la microsísmica.

En 2018, la *Colorado School of Mines* realizó un test donde combina modelado 3D de fractura integrado con sísmica 4D y microsísmica en *Waternberg*, Colorado, Alfataierge *et al.* (2018). Si bien, la geología y la estrategia de producción son diferentes, la comparación con esos resultados sugiere que la Fm. Vaca Muerta es excelente candidata para

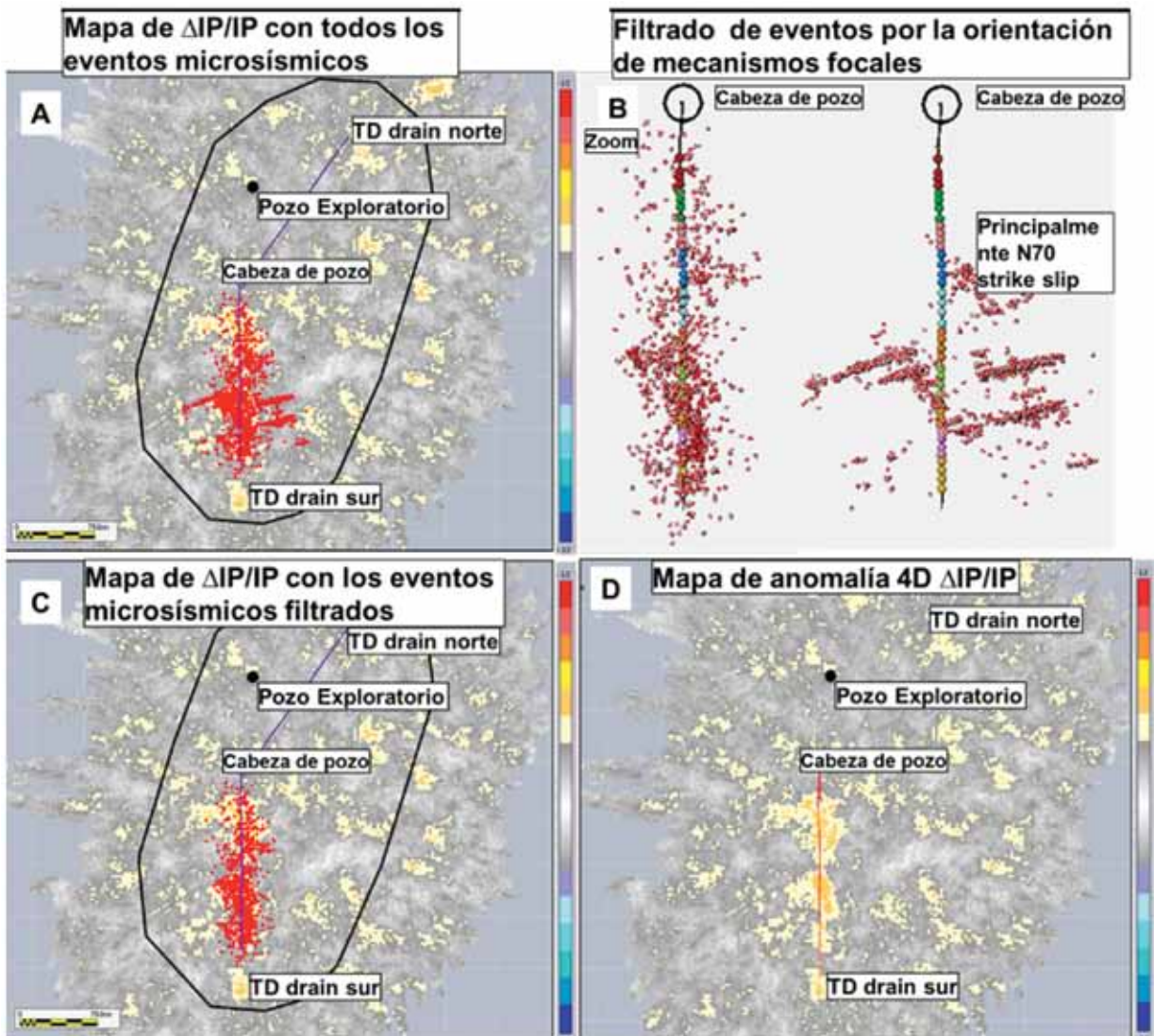


Figura 19. Integración de la microsísmica como control de calidad e interpretación de la anomalía 4D.

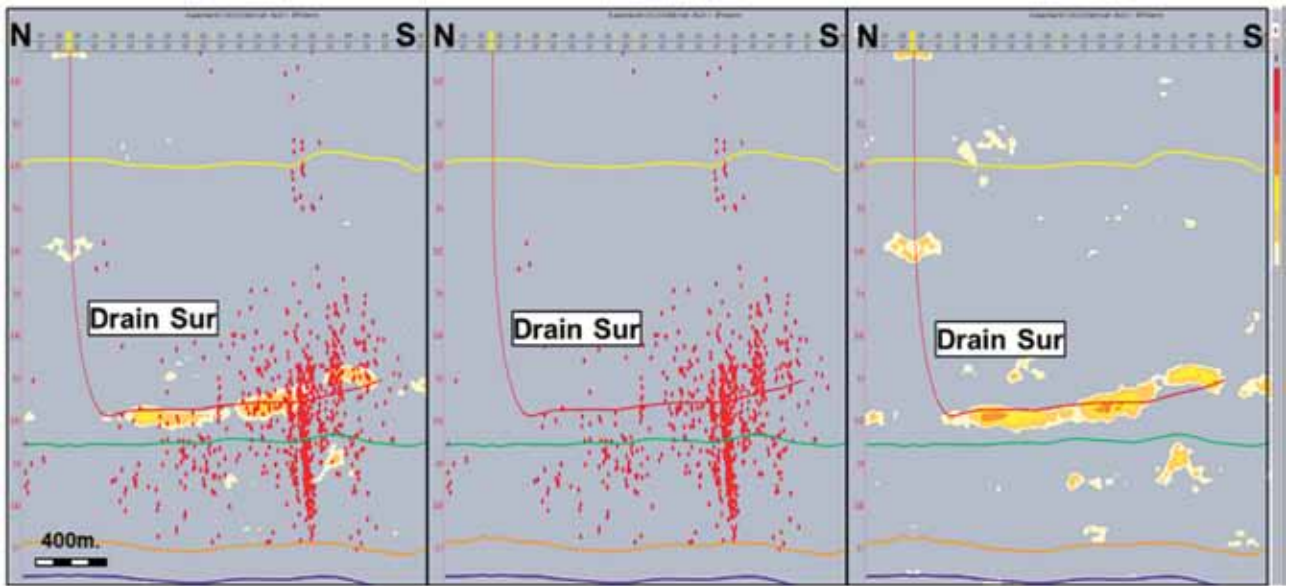


Figura 20. Integración de la microsísmica como control de calidad e interpretación de la anomalía 4D (sección).

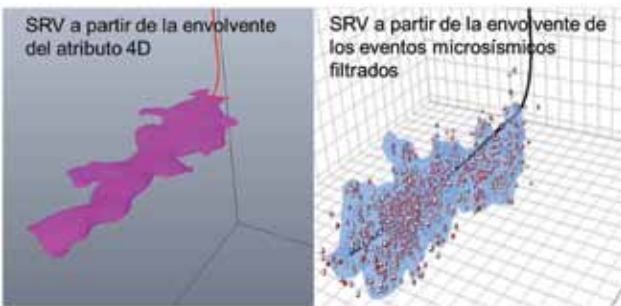


Figura 21. Cálculo esquemático del SRV a partir del atributo 4D vs. SRV calculado con envolvente de microsísmica.

aplicar este método con una mejor resolución y calidad de señal 4D.

Conclusiones

Primera conclusión

Por medio de una operación conjunta con el registro de una microsísmica de superficie se logró de manera exitosa una imagen 3D en una zona donde no existía este tipo de dato. Se trata de una idea innovadora, simple y de bajo costo para adquirir sísmica 3D en áreas pequeñas, y/o que permite llenar los vacíos entre sísmicas existentes y realizar una interpretación integrada. A su vez, sirve para la interpretación geomecánica y ayudar al filtrado de los mecanismos focales obtenidos con la microsísmica.

A pesar de tratarse de un diseño de adquisición no convencional para una sísmica 3D, el resultado es aceptable también para su uso con objetivos geológicos, como la caracterización estratigráfica y estructural.

Segunda conclusión

La experiencia en APE muestra que la señal 4D relacionada a la estimulación hidráulica, pudo ser recuperada del dato sísmico cuando se pone especial cuidado en la repetitividad de la adquisición y en un procesamiento dedicado

a señales muy débiles.

Los diferentes atributos 4D ponen en evidencia la existencia de una anomalía coherente con las zonas estimuladas pero con una resolución muy superior a la microsísmica, como resultado de registrarse fenómenos físicos diferentes.

La integración con los datos microsísmicos (que a partir de ahora sería simplemente un subproducto de una adquisición 4D) sugiere, en este ejemplo particular, un control estructural marcado.

Los resultados de esta experiencia demuestran que la tecnología 4D puede ser aplicada para entender mejor la generación de SRV y optimizar el desarrollo de la Fm. Vaca Muerta.

La 4D resulta entonces ser un método que brinda una mejor visualización directa del verdadero volumen de roca estimulado (SRV) con una mejora substancial en la resolución vertical, resolviendo en gran medida un problema planteado desde hace más de una década.

Agradecimientos

Agradecemos a las empresas Total Austral S.A., YPF, Wintershall Energía S.A. y Pan American Energy por la autorización para publicar este trabajo.

Un agradecimiento especial a José Luis Fachal por la dirección, mentoring y seguimiento de este proyecto, además del soporte, múltiples lecturas, sugerencias y correcciones para esta publicación.

A la Gerencia de Recursos No Convencionales por el apoyo en realizar esta experiencia.

A la Gerencia de Geociencias y Reservoirio de Total Austral S.A. por el apoyo técnico para la generación de este trabajo. ■

Bibliografía

Alfataierge, A., Miskimins, J., Davis, T. y Benson, R., Colorado School of Mines, 2018, 3D Hydraulic Fracture Simulation Integrated with 4D Time Lapse Multicomponent Seismic and Microseismic Interpretation, Wattenberg F Colorado, SPE-189889-MS.

- Badgem, E. y Grausem, M., 2013, "Comparación entre distintos procesamientos de microsísmica de superficie y evaluación de las diferencias entre distintos contratistas". Seminario IAPG, 17 de Abril de 2013.
- Bardainne, T., Gaucher, E., Cerda, F. y Drapeau, D., 2009, Comparison of picking based and waveform based location methods of microseismic events: Application to a fracturing job. SEG Houston Expanded Abstract, octubre 2009.
- Bergery, G., Shuck, T., Diller, D. y Grausem, M. 2015, Inferring the presence of fluid-filled fractures using S-wave attenuation on microseismic events. SEG-2015-5887284, 2015 SEG Annual Meeting, New Orleans, 18 -23 Octubre 2015.
- Brechet, E., Jorge, H., Turpin, P. y Mausltzsch, S., 4D Fast Track Advanced Interpretation on Dalia Field, Block 17, Angola, 2010, 72nd EAGE Conference & Exhibition incorporating SPE EUROPEC 2010, Barcelona, España, 14 - 17 junio 2010.
- Brinkworth, W., Pose, F., y Gangui, A., 2012, "Rasgos estructurales del subsuelo en el área Aguada Pichana, provincia de Neuquén", IAPG VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata.
- Calvert, R., Insights and Methods for 4D Reservoir Monitoring and Characterization. 2005 distinguished Instructor Short Course. Sponsored by SEG and EAGE.
- Cerda, F., Drapeau, D., Maurel, L., Gaucher, E., Auger, E. y Naiman, E., 2009, Multinetwork microseismic monitoring of fracturing jobs. Neuquén TGR application, 71th EAGE Conference & Exhibition, Amsterdam, Netherlands, Expanded Abstracts, junio de 2009.
- Department for Business, Energy & Industrial Strategy, 2017, Guidance on fracking: developing shale in the UK, Updated 13 January 2017. www.gov.uk
- Estrada, S., Delucchi, D., Snaz Perl, Y., Vidal-Gilbert, S., Gauthier, B., 2018. Caracterización multiescala de fracturas naturales para la evaluación del volumen de roca estimulado en la Fm. Vaca Muerta, Aguada Pichana Este, Provincia de Neuquén. Relatorio X Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Mendoza, Argentina (este volumen).
- El-Emam, A., Hugues, J. y Bunaim, H., 1998, Repeatability of land seismic surveys: a case study from Kuwait, 1998 SEG Expanded Abstracts.
- Gangui, A., Grausem, M., 2014, Tectonismo y estilos estructurales en el Engolfamiento Neuquino: Implicancias en la interpretación de las fracturas monitoreadas por microsísmica en la formación Vaca Muerta. IAPG IX Congreso de Exploración de Desarrollo de Hidrocarburos, Mendoza, Argentina, 3-7 de noviembre de 2014.
- Goodway, B., Monk, D., Perez, M., Purdue, G., Anderson, P., Iverson, A., Vera, V. and Cho, D., 2012, Combined microseismic and 4D to calibrate and confirm surface 3D azimuthal AVO/LMR predictions of completions performance and well production in the Horn River gas shales of NEBC, The Leading Edge, Special Section: Passive Seismic and Microseismic.
- Grausem, M., Microseismic monitoring of hydraulic fracturation using surface recording network: A Vaca Muerta case, Neuquén, Argentina, 2012 Geoscience Technology Workshop (GTW) Argentina, AAPG, Buenos Aires, 2 al 4 de diciembre de 2012, American Business Conference Shale Gas & Tight Oil Argentina II Conference, Buenos Aires, septiembre 2012.
- Krag, E., y Christite, P., 2002, Seismic repeatability, normalized RMS, and predictability. The Leading Edge, July 2002.
- Lafram, A., Serieys, P., Hubans, C., Al Kaabi, A. y Benson, M., 2016, 4D Processing Pilot over a Giant Carbonate field, Offshore UAE, SPE-183551-MS.
- Lefevre, F., Medina, S., L'Houtellier, R. y Dubucq, D., 2003, Improved Reservoir through Rapid and Effective 4D: Girasol field, Angola, West Africa.
- Maurel, L., Cerda, F., Drapeau, D., Ferguson, P., Sanchez, R., Agut, R., Matheron, P., Maisons, C., Auger, E., 2009, Fracture Imaging Pilot designed to compare various microseismic monitoring techniques. AAPG Convention, Denver, Junio de 2009.
- Maurel, L., Cerda, F., Drapeau, D., Ferguson, P., Sanchez, R., Agut, R., Matheron, P., Maisons, C. y Auger, E., 2009, Fracture Imaging Pilot designed to compare various microseismic monitoring techniques. World Gas Conference (WGC), Buenos Aires, 5-9 octubre de 2009.
- Roy, B., Hart, B., Mironova, A., Zhou, C. y Zimmer, U., 2014, Integrated characterization of hydraulic fracture treatments in the Barnett Shale: The Stocker geophysical experiment, The Leading Edge Interpretation, 2014.
- Scaricabarozzi, N., Borgnia, M. y Estrada, S., 2014, Distribución anómala de fluidos en la Formación Mulichinco y su relación con el dorso de los Chihuidos, Bloque de Aguada Pichana, Cuenca Neuquina. IAPG IX Congreso de Exploración de Desarrollo de Hidrocarburos, Mendoza, Argentina, 3-7 de noviembre de 2014.

IPH 70 AÑOS

CABLES DE ACERO
ESLINGAS
ACCESORIOS

(5411) 4469-8100
www.iphglobal.com

Garantía de calidad para las más altas exigencias y diversas aplicaciones.

Crosby Distribuidor oficial para Argentina y Brasil

API American Petroleum Institute
API Monogram. License 9A-0018.

10º CONGRESO DE
EXPLORACIÓN Y
DESARROLLO DE
HIDROCARBUROS
Energía y Sociedad, aliados inseparables



Efecto de la evolución del *drawdown* sobre la salud de la fractura hidráulica: ¿podemos predecirlo?

Por **Damián E. Hryb** (YPF S.A.)

En este trabajo se estudia el efecto de las variables que gobiernan la no degradación de la conductividad durante la vida productiva del pozo, mediante simulación geomecánica numérica. En particular, se simulan en detalle el contacto de la formación de apuntalante y la cara expuesta de la fractura durante la producción analizando los fenómenos de desprendimiento.

Introducción

Para producir económicamente los pozos en Vaca Muerta es necesario fracturarlos hidráulicamente con el fin de aumentar la superficie expuesta de la formación. Además, es necesario preservar abierta la fractura hidráulica y en buena comunicación con el pozo productor. La elección del esquema de apertura del pozo durante su vida útil puede tener impacto sobre la preservación de la fractura hidráulica. A medida que el pozo produce, la presión de fondo fluyente (P_{wf}) va cayendo para un mismo diámetro de orificio. Adicionalmente, en cada cambio de orificio, se produce un aumento de la tasa de caída de la P_{wf} como se observa en la figura 1a. En el gráfico de diagnóstico de la inversa del índice de productividad en función de la raíz cuadrada del tiempo (Figura 1b) se puede observar un cambio de la pendiente de la curva luego de cada cambio de orificio. Esa pendiente está relacionada con la superficie expuesta de la fractura hidráulica y su permeabilidad. A mayor pendiente, hay menor área y/o permeabilidad. De esta forma se concluye que la fractura hidráulica ha sufrido un daño o se ha desconectado parte de ella en cada cambio de orificio. Además, la pérdida parecería ser abrupta y no gradual luego de cada cambio de orificio y se produce a diferentes valores absolutos de P_{wf} .

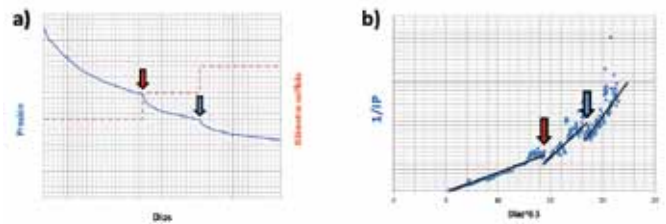


Figura 1. Evolución de P_{wf} y gráfico de diagnóstico durante la vida productiva del pozo y cambios de orificio.

Al analizar la curva de caída de la P_{wf} en función del tiempo, podemos observar que en el entorno de los cambios de orificio se produce un aumento de la velocidad de caída de la presión de fondo como se observa en la figura 2. Si colocamos un *cutoff* de valor máximo de la velocidad de caída de la P_{wf} podemos observar que logramos tener un fenómeno abrupto y localizado en los cambios de orificio. Algún mecanismo de pérdida de conductividad que sea función de la velocidad de caída de la P_{wf} y no solamente

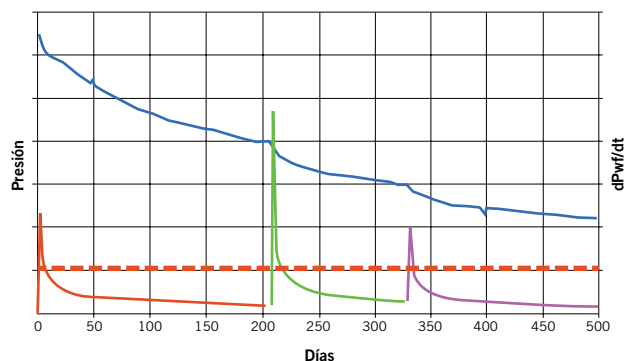


Figura 2. Evolución de P_{wf} y su derivada primera.

Este trabajo fue galardonado con el Premio del Simposio de Geomecánica en el 10° Congreso de Exploración y Desarrollo del IAPG, realizado en 2018 en la ciudad de Mendoza.

de su valor absoluto podría ser parte de la explicación de lo observado en la curva de diagnóstico. Para ello, a continuación, se analizan los principales mecanismos de pérdida de conductividad y su relación con la caída de presión de fondo. Luego, uno de estos mecanismos es analizado en detalle mediante simulación numérica para entender el impacto de las diferentes variables que intervienen en el fenómeno. Por último, se discute cómo podría utilizarse este entendimiento en la definición de la estrategia de apertura de los pozos y su seguimiento.

Mecanismos de pérdida de conductividad

A continuación, se analizan los tres principales mecanismos de pérdida de conductividad de la fractura hidráulica: *embedment*, *crushing* y *spalling*.

Embedment

El *embedment*, o empotramiento del agente de sostén, es un mecanismo de pérdida de conductividad producido cuando el grano de agente de sostén se empotra en la cara de la fractura generando la correspondiente disminución del ancho efectivo de la fractura hidráulica. La magnitud del empotramiento del grano de agente de sostén es función de las propiedades mecánicas del grano y de la formación y del esfuerzo tendiente a cerrar la fractura hidráulica. El esfuerzo va a ser función de la evolución de la presión de fondo. A medida que la presión de fondo disminuye, el esfuerzo efectivo que comprime los granos de agente de sostén aumenta.

Alramahi (2012) analiza la influencia de las diferentes variables en este fenómeno. El *embedment* aumenta para un mayor esfuerzo de confinamiento y una formación menos rígida y más dúctil. Si graficamos cualitativamente la variación de la conductividad de fractura, debido al empotramiento en función del tiempo para un pozo en producción con dos cambios de orificio, podemos observar que la

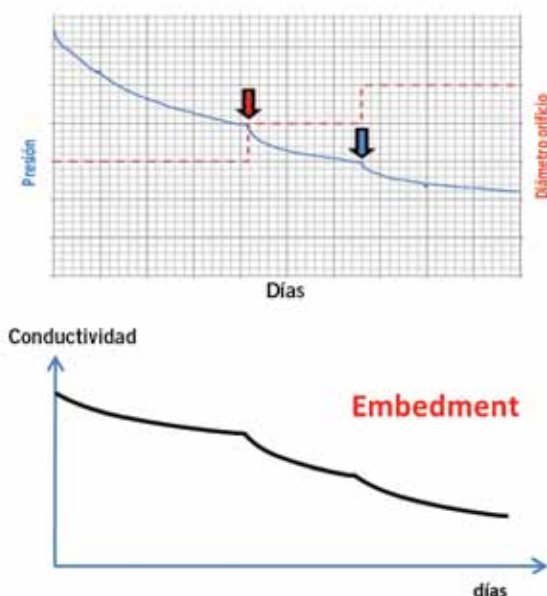


Figura 3. Variación de la Pwf y conductividad de fractura afectada por *embedment* en función del tiempo.

variación muestra una disminución de la conductividad en forma continua y proporcional a la presión de fondo (Figura 3). Este fenómeno no podría explicar por sí solo lo observado en los pozos, ya que no presenta un efecto localizado y abrupto en los cambios de orificio. Igualmente, es uno de los mecanismos que se debe considerar en la estimación de la vida productiva del pozo.

Crushing

El *crushing* o rotura del agente de sostén se refiere a la pérdida total o parcial de integridad de los granos de apuntalante. Esta rotura se produce cuando los granos son expuestos a esfuerzos mayores a su resistencia a la compresión y puede producirse en contacto grano-grano o grano-formación. Algunos factores que dominan el *crushing* son la esfericidad de los granos, su resistencia a la compresión y su relación de dureza con la formación. Una vez que los granos se rompen, se produce una pérdida de ancho de la fractura hidráulica y se generan finos que disminuyen la conductividad efectiva del empaque de agente de sostén (Figura 4a). Este fenómeno tiende a producirse una vez recorrida cierta vida productiva del pozo ya que para llegar a generar una compresión tal que rompa los granos de agente de sostén, es necesario disminuir la Pwf muy por debajo de la presión con la que comienzan a producir dichos pozos (Figura 4b).

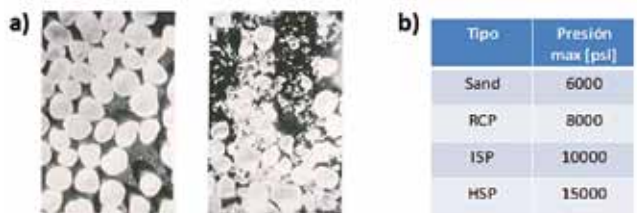


Figura 4. a) Fotografía ejemplificando la rotura de los granos de agente de sostén y generación de finos. b) Valores típicos de resistencia al *crushing*.

Spalling

El *spalling* se refiere al desprendimiento de láminas de roca de la formación (Figura 5). Este puede producirse por dos fenómenos diferentes:

- Desprendimiento de roca que fue deformada, debido al empotramiento del agente de sostén. Normalmente esta roca ya se encuentra fisurada y está tendiente a desprenderse.
- Desprendimiento de roca en las zonas libres que no están en contacto con los granos de agente de sostén.

El primero de los fenómenos podría asociarse a una generación de finos como consecuencia del empotramiento. El segundo de los fenómenos es el que estudiaremos en detalle mediante simulación numérica, ya que no es comúnmente analizado como el empotramiento (Li, 2015; Zhang, 2014 y 2017). Además, como veremos más adelante, no está presente en los ensayos de laboratorio de conductividad de fractura.

Para analizar este fenómeno en detalle necesitamos modelar el esfuerzo efectivo al que es expuesta la cara de la fractura durante la vida productiva del pozo. Para ello modelamos la evolución de la presión poral dentro de la

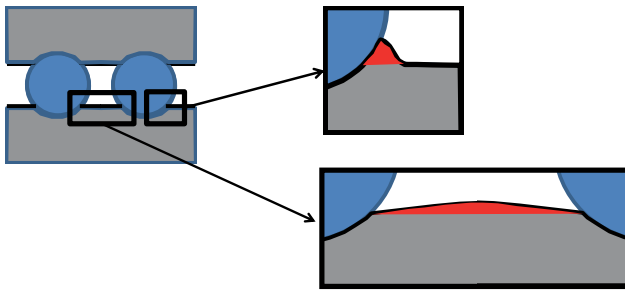


Figura 5. Esquema de zonas de desprendimiento de finos de formación.

formación por un lado y el equilibrio en esfuerzos totales por otro. Luego integraremos ambos modelos para comprender que variables dominan este fenómeno.

Modelado numérico de *spalling*

Evolución de la presión dentro de la formación

Para entender la evolución de la presión dentro de la formación, se realizó un modelo 1D de difusión desde la cara de la fractura hacia el interior de la formación (Figura 6). Las condiciones de borde impuestas al modelo son la presión poral original a una distancia alejada de la pared de la fractura y la P_{wf} en la cara de la fractura. Dicha P_{wf} va variando tiempo a tiempo en función de la evolución de la presión del pozo que se quiera analizar. Además, es necesario fijar la difusividad de la roca que será función de la permeabilidad, la porosidad, la viscosidad del fluido y la compresibilidad total.

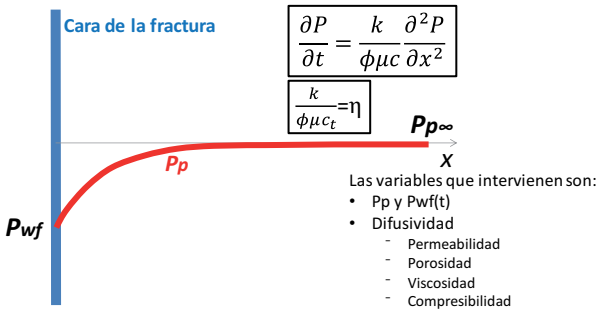


Figura 6. Esquema de modelo 1D de difusión de la presión.

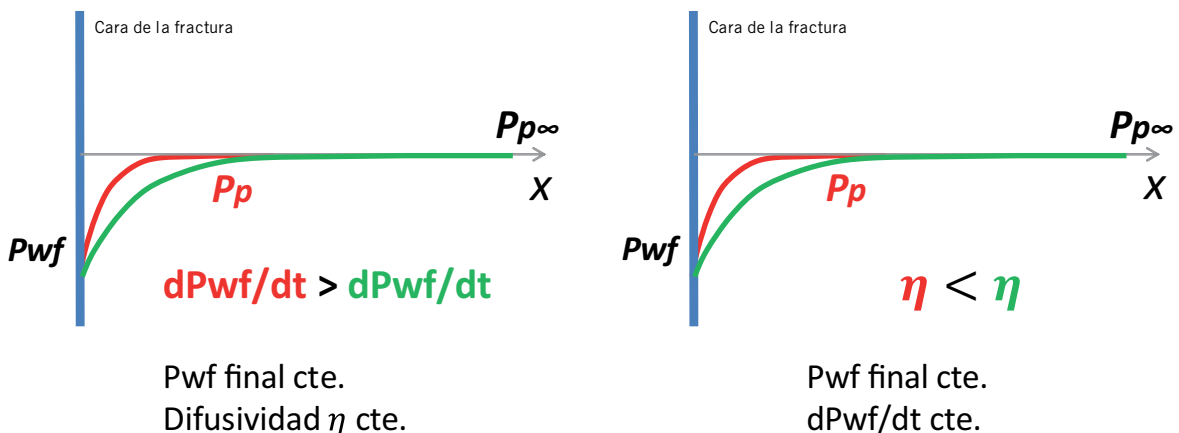


Figura 7. Impacto de la velocidad de *drawdown* y coeficiente de difusividad en la evolución de la presión poral.

Podemos observar que a mayor velocidad de disminución de la P_{wf} y a menor valor de difusividad la curva de P_p , varía de forma más abrupta hacia adentro de la formación como se observa en la figura 7.

Modelo mecánico de esfuerzos

Luego, se modelan los esfuerzos totales a los que está expuesta la formación en contacto con los granos de agente de sostén. Para ello se modela un sector de la formación en contacto con 1/4 de agente de sostén limitados entre dos planos de simetría, como se observa en la figura 8.

En la figura 9a se puede observar la variación de los esfuerzos principales S_{xx} y S_{yy} desde el valor del esfuerzo remoto en el extremo derecho del modelo hasta el valor que toma al contacto con el grano de agente de sostén o con el fluido dentro de la fractura en el extremo izquierdo. En particular, el esfuerzo S_{xx} es el que interviene en la generación de *spalling* y podemos observar que, en contacto con el grano de agente de sostén, el esfuerzo es mayor al remoto y, en contacto con el fluido el esfuerzo es menor y correspondiente a la presión de fondo P_{wf} . En la figura 9b se grafica la variación de los esfuerzos en la dirección X sobre el borde superior del modelo. Cabe destacar cómo el esfuerzo S_{xx} toma el valor de P_{wf} en la cara de la fractura y hacia adentro de la formación alcanza el valor de esfuerzo remoto Sh .

El alto del modelo está en relación con el espaciamiento de los granos de agente de sostén. Podemos observar que, a mayor espaciamiento, el esfuerzo S_{xx} recupera el valor de Sh en forma más paulatina y a una distancia mayor desde la cara de la fractura (Figura 10).

Modelo integrado

Al integrar ambos modelos se obtiene el esfuerzo efectivo Se igual al esfuerzo total menos la presión poral. En la zona cercana a la cara de la fractura se pueden obtener valores de esfuerzo efectivo negativo (tracción), debido a que la presión poral supera al valor de esfuerzo total S_{xx} . Si dicho valor de esfuerzo efectivo supera la resistencia a la tracción de la roca se producirá la falla del material y la formación de finos por desprendimiento (Figura 11).

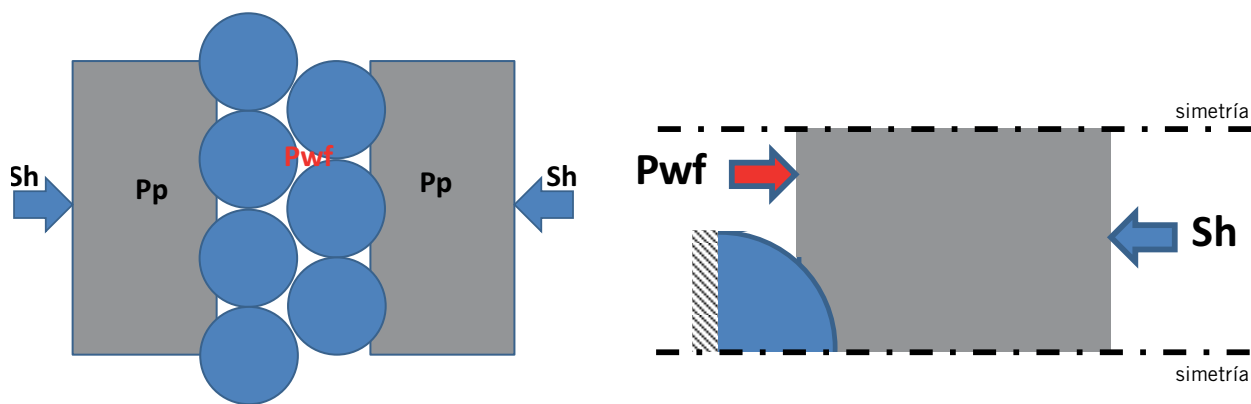


Figura 8. Esquema del modelo mecánico de esfuerzos.

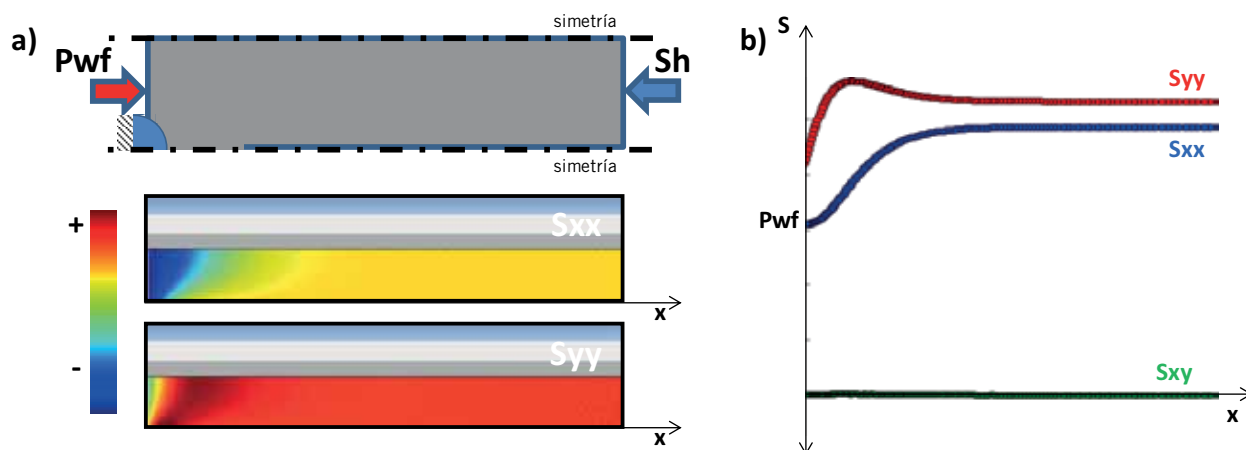


Figura 9. a) Variación de los esfuerzos principales S_{xx} y S_{yy} . b) Variación de los esfuerzos sobre el borde superior del modelo en la dirección x .

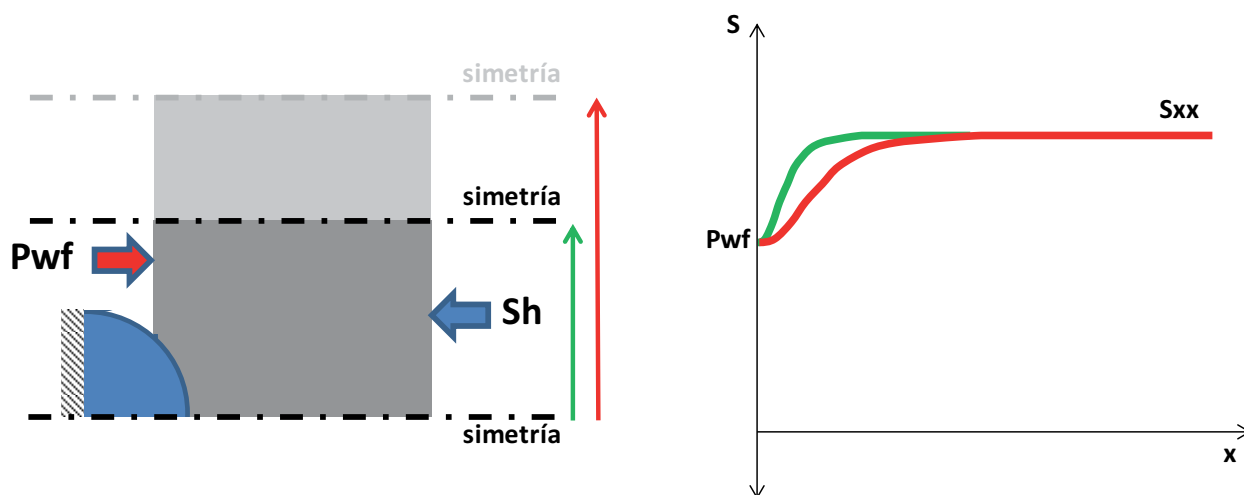


Figura 10. Impacto de la distancia entre granos sobre la distribución de los esfuerzos.

Utilizando el modelo acoplado, es posible realizar un análisis sobre la influencia de las diferentes variables que dominan el fenómeno produciéndose mayor probabilidad de *spalling* cuando hay:

- Mayor distanciamiento entre los granos de agente de sostén (Figura 12a)
- Menor resistencia a la tracción de la roca (Figura 12b)
- Mayor velocidad de disminución de P_{wf} (Figura 12c)

- Menor difusividad de la formación (Figura 12d)
- Menor diferencia entre la presión poral y el esfuerzo horizontal mínimo (Figura 12e)

El fenómeno de pérdida de conductividad por *spalling* se ajusta muy bien a lo observado en los pozos donde el mayor efecto está asociado a los cambios de orificio y consiguiente aumento de la velocidad de caída del *drawdown*.

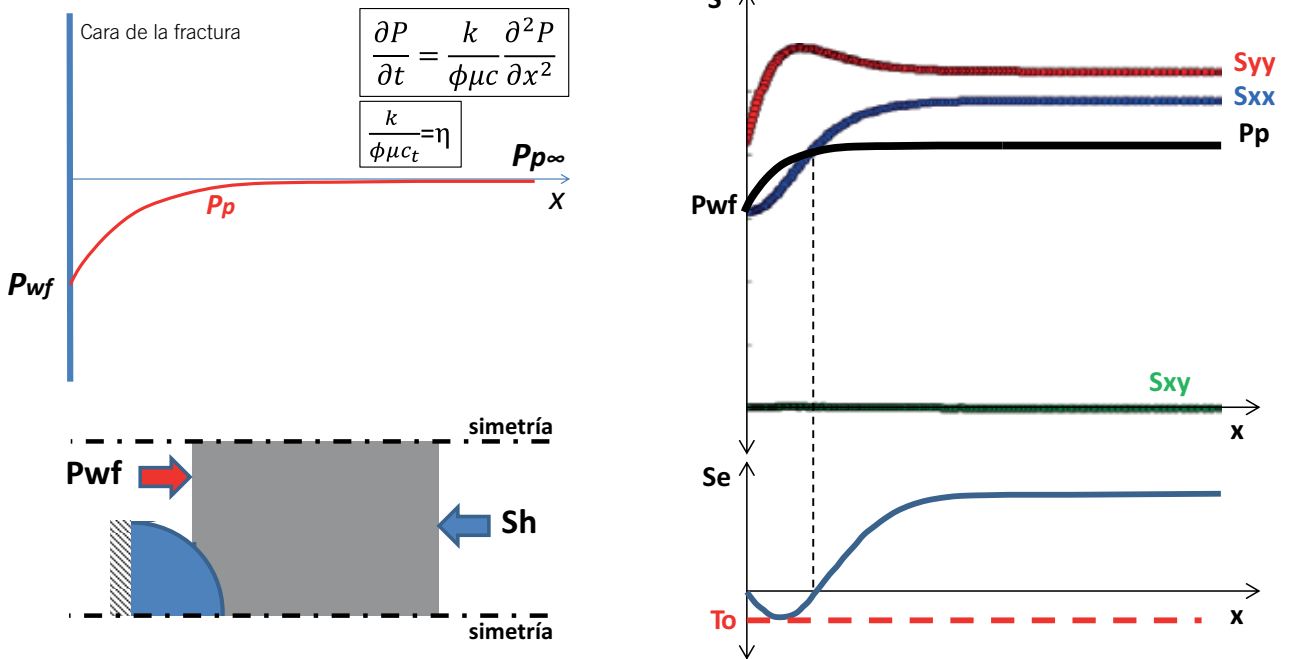


Figura 11. Modelo integrado de difusión de la presión y mecánico de esfuerzos.

Sin embargo, en los ensayos de laboratorio de pérdida de conductividad, este fenómeno no está presente. Esto se debe a la diferencia en las condiciones a las que se expone la roca en el ensayo de laboratorio respecto a las condiciones durante la vida productiva del pozo. Cómo en el ensa-

yo el flujo de fluido ingresa por un extremo de la muestra y sale por el otro, no se produce la relación entre presión poral y esfuerzo total de confinamiento para que se genere *spalling* a diferencia de lo que ocurre bajo condiciones reales en la cara de la fractura dónde el fluido fluye desde

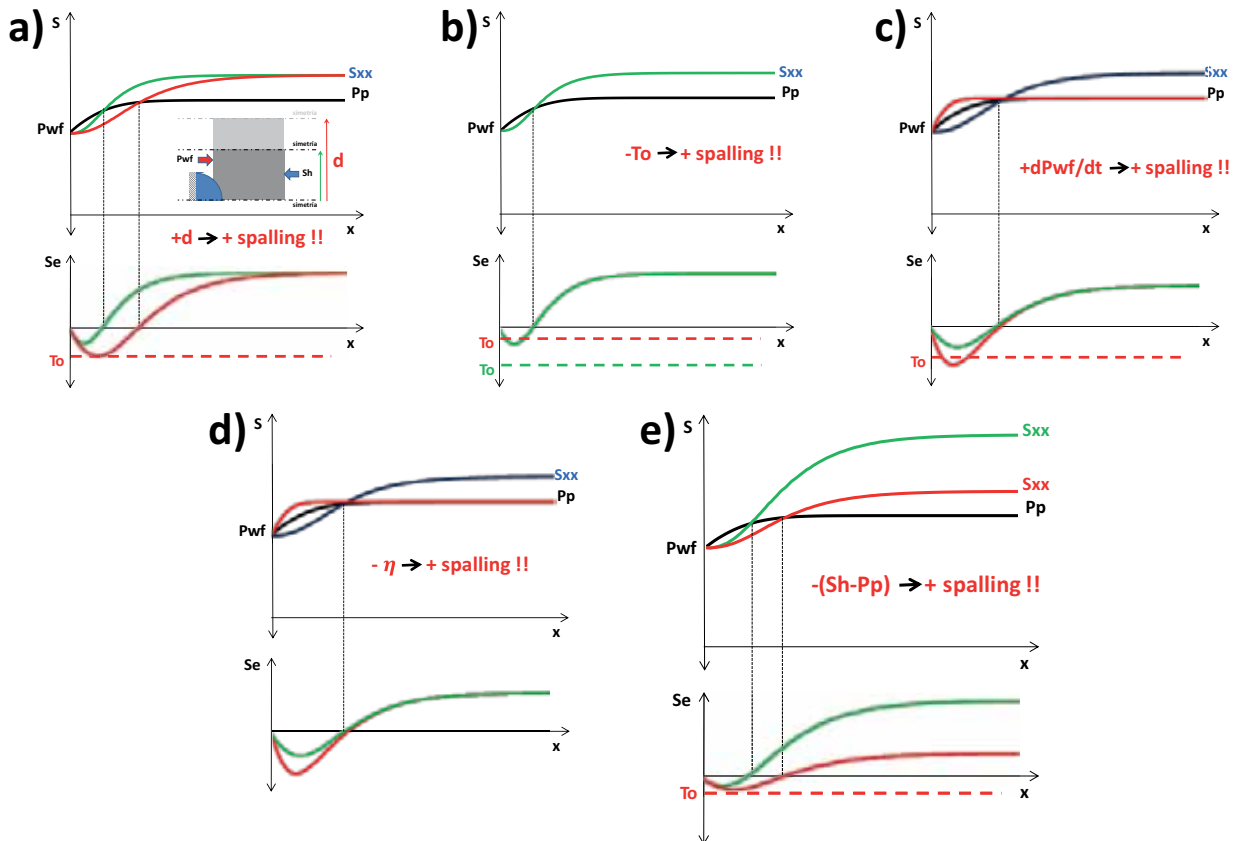


Figura 12. Impacto de las diferentes variables en la probabilidad de ocurrencia de *spalling*.

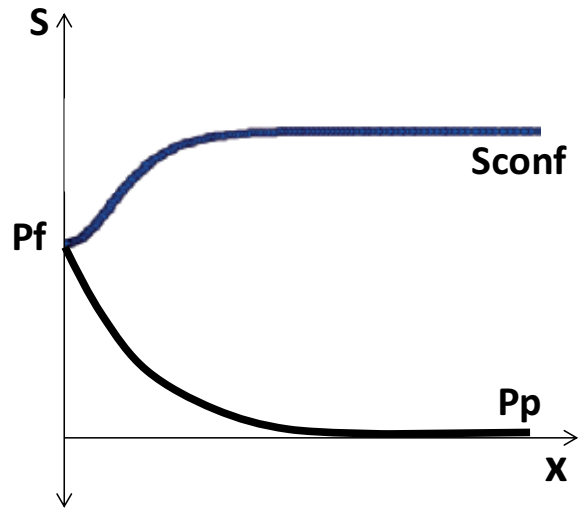
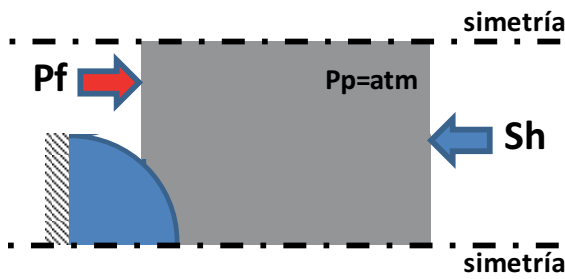


Figura 13. Condiciones de esfuerzos y presión poral en un ensayo de pérdida de conductividad en laboratorio.

dentro de la roca hacia el empaque de agente de sostén (Figura 13).

Aplicación del modelo

Con el modelo acoplado es posible analizar la evolución de un pozo imponiendo en el modelo la variación de la P_{wf} en función del tiempo que el pozo experimentó, los parámetros de esfuerzos, propiedades de roca y distribución de agente de sostén. De esta forma es posible obtener en que momentos de la vida productiva del pozo se pudo haber producido *spalling* y analizar diferentes casos en forma comparativa para evaluar cual estuvo expuesto a mayor riesgo o intensidad de generación de finos por este fenómeno (Figura 14).

Esta herramienta también es útil para decidir el momento correcto de cambio de orificio por uno de mayor diámetro. Con una estimación de la evolución de la presión que tendrá el pozo luego del cambio de orificio, es posible analizar el riesgo de *spalling* y decidir si se hace el cambio o se pospone en el tiempo para cuando ese cambio genere una caída menos abrupta de la presión de fondo (Figura 15).

Conclusiones y discusión

En este trabajo se han analizado los diferentes mecanismos de pérdida de conductividad a la que está expuesta una fractura hidráulica. Se realizó especial énfasis en el fenómeno de *spalling* que es especialmente propicio para generarse en rocas de baja resistencia mecánica, baja permeabilidad y alta presión poral, como es el caso de los reservorios no convencionales tipo *shale*.

Mediante la simulación numérica del fenómeno pudo evaluarse el efecto de cada una de las variables que impactan en la generación del mismo. Pese a que el fenómeno analizado es tridimensional y el modelo numérico simplificado utilizado en este trabajo es bidimensional, se estima que el impacto cualitativo de las diferentes variables analizadas sería equivalente. En la figura 16 se resume el efecto de cada una de las variables y su impacto en la generación de *spalling*.

Además, se detalló la aplicabilidad de este análisis en el estudio de los pozos en producción y en la decisión de los cambios de orificio.

Por último, contestando la pregunta ¿Podemos predecirlo?, del este estudio se desprende que el fenómeno de pérdida de conductividad está gobernado por múltiples

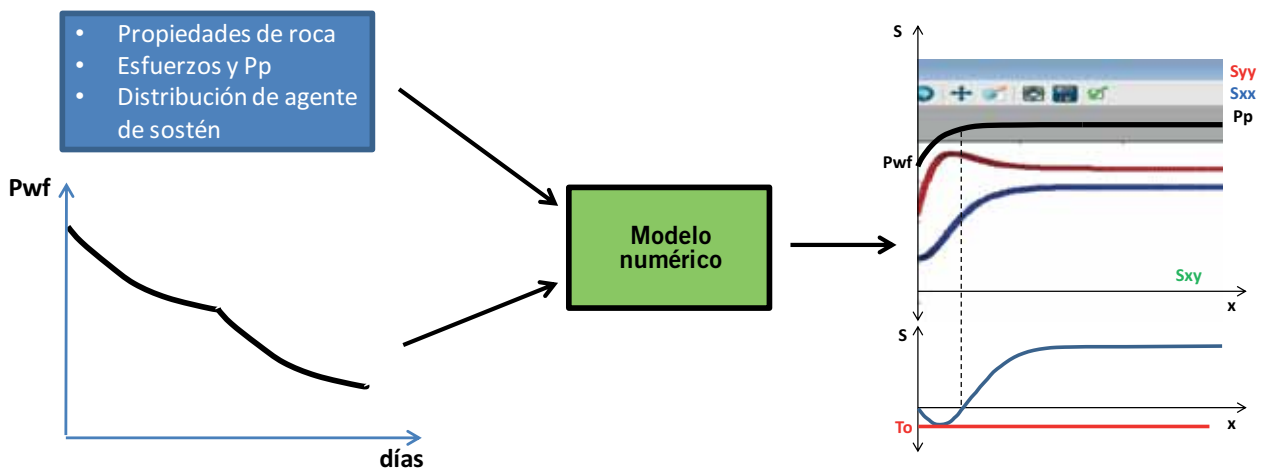


Figura 14. Flujo de análisis del riesgo de *spalling* durante la vida productiva de un pozo.

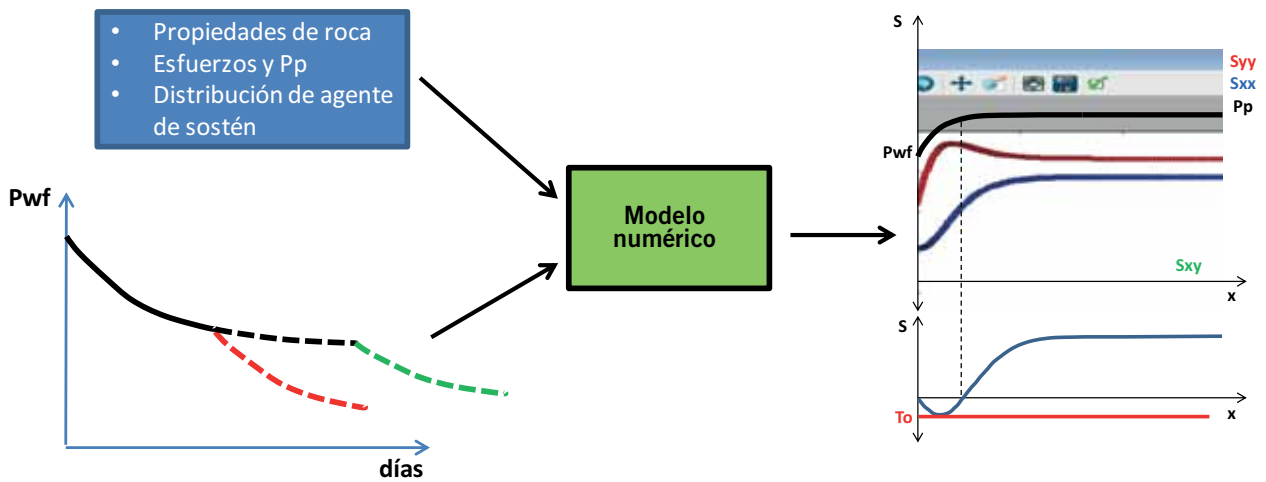


Figura 15. Evaluación del momento adecuado para el cambio de orificio.

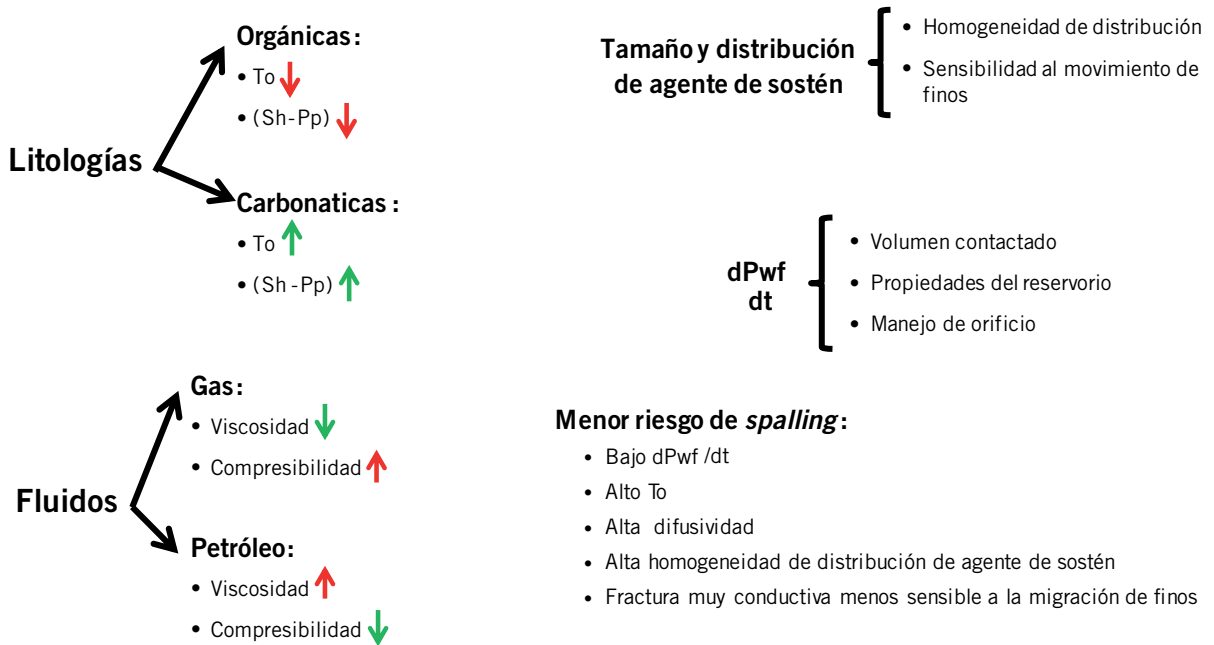


Figura 16. Resumen del efecto de cada una de las variables y su impacto en la generación de *spalling*.

variables y, a su vez, cada una de estas variables toma diferentes valores a lo largo de toda la superficie expuesta de la fractura hidráulica. Además, en un caso general, es necesario integrar los efectos de todos los mecanismos de pérdida de conductividad descriptos. Por ello difícilmente pueda predecirse en forma exacta, pero es posible analizar en forma cualitativa diferentes condiciones para tener una mejor comprensión del comportamiento de los pozos y realizar un mejor manejo de ellos. ■

Agradecimientos

Agradecemos a YPF por la posibilidad de presentar este trabajo.

Referencias citadas

Alramahi, B., & Sundberg, M. I., 2012, "Proppant Embedment and Conductivity of Hydraulic Fractures In Shales", American Rock Mechanics Association, 2012-291 ARMA Conference Paper.

Li, K., Gao, Y., Lyu, Y., & Wang, M., 2015, "New Mathematical Models for Calculating Proppant Embedment and Fracture Conductivity", Society of Petroleum Engineers.

Zhang, J., Ouyang, L., Hill, A. D., & Zhu, D., 2014, "Experimental and Numerical Studies of Reduced Fracture Conductivity due to Proppant Embedment in Shale Reservoirs", Society of Petroleum Engineers.

Zhang, F., Zhu, H., Zhou, H., Guo, J., & Huang, B., 2017, "Discrete-Element-Method/Computational-Fluid-Dynamics Coupling Simulation of Proppant Embedment and Fracture Conductivity After Hydraulic Fracturing", Society of Petroleum Engineers.



Por **Leonardo D. Euillades** y **Pablo A. Euillades**
(I CEDIAC - FI - UNCuyo & Conicet) y
Martín Noguero, **Nicolás Isuani** y **Patricia Rosell**
(I CEDIAC - FI - UNCuyo)

Caracterización de campos de deformación cortical mediante información geoespacial

Este trabajo fue galardonado con el Premio del Simposio de Geotecnología en el 10° Congreso de Exploración y Desarrollo del IAPG, realizado en 2018 en la ciudad de Mendoza.

En este estudio se presentan las nociones fundamentales de las denominadas técnicas interferométricas multitemporales (MT-DInSAR) que se emplean para la caracterización de la deformación de la corteza en relación con el volcanismo activo, la tectónica activa, los terremotos, los derrumbes y el movimiento de glaciares, entre otros.

Introducción

A lo largo de la historia reciente es posible encontrar en el mundo varios casos de campos petroleros en los cuales se han producido fenómenos de subsidencia y/o sollevamiento relacionados con la operación del yacimiento. En general, este tipo de fenómenos tiene consecuencias ambientales y de pérdida de producción importantes (Fielding *et al.* 1998; Adushkin *et al.* 2000; Hermansen *et al.* 2000; Li *et al.* 2003; Kim y Lu, 2018).

Estos fenómenos de subsidencia y sollevamiento relacionados con operaciones extractivas pueden provocar graves daños ambientales y roturas de instalaciones con la consiguiente pérdida de producción. No obstante, pueden constituir una gran ayuda en la caracterización del reservorio y en la localización de nuevas reservas, ya que son una señal indirecta de compactación o expansión del reservorio, fenómenos que constituyen parámetros críticos en la evaluación de estrategias de producción (Du y Olson, 2001). En este sentido, Dossena *et al.* (2000) plantean en una zona ambientalmente sensible la necesidad de montar un completo sistema que incluye predicción de tasa de subsidencia, prevención a través del control de la producción y monitoreo que retroalimenta las primeras dos actividades.

El monitoreo puede llevarse a cabo de distintas maneras: 1) mediante técnicas de nivelación o GPS diferencial, 2) mediciones de gradiente de deformación (tiltmeter) y 3) interferometría diferencial (DInSAR). Cada una de ellas tiene ventajas y desventajas. Las dos primeras proveen mediciones puntuales de gran precisión. La tercera es el motivo de este trabajo y es capaz de proveer un campo de deformación con una precisión aceptable, con una resolución espacial muy elevada.

En este trabajo se presentan los fundamentos de las técnicas basadas en Interferometría diferencial de imágenes de radar, utilizadas para caracterizar deformación cortical vinculada a operaciones de explotación de yacimientos de petróleo y gas. El advenimiento en los últimos años de nuevos sensores de radar que están adquiriendo imágenes con alta frecuencia temporal abre un nuevo panorama a su utilización como herramienta de monitoreo de deformación. Se analiza la disponibilidad de insumos, es decir imágenes para su aplicación en las principales áreas petroleras dentro de la Argentina y se presenta un caso de aplicación de la técnica propuesta.

Metodología

El radar de apertura sintética es un sensor activo de visión lateral que emite pulsos electromagnéticos en el rango de las microondas y registra la amplitud y tiempo de propagación de la energía retrodispersada por la región iluminada. Ese registro es utilizado para constituir una imagen de radar, mediante un proceso denominado enfocado de la imagen (Franceschetti y Lanari, 1999). Dado que la iluminación generada es coherente, cada pixel de la imagen enfocada tiene no solamente información de amplitud sino también fase. La fase se vincula con la distancia sensor-suelo mediante la siguiente ecuación:

$$\phi = \frac{4\pi}{\lambda} R + \Phi$$

en la que R es la distancia sensor suelo, λ es la longitud de onda de funcionamiento del radar y el término Φ representa el cambio de fase introducido por la interacción de la señal con los elementos dispersores que se encuentran dentro de la celda de resolución. La energía incidente en dichos elementos, que están ubicados a distancias ligeramente diferentes respecto de la antena emisora, se suma en forma coherente generando un fenómeno de interferencia. Es decir, el valor del término Φ depende de la distribución de los elementos dispersores, que para un número elevado de ellos puede considerarse aleatoria. De esta manera, la fase de una única imagen de radar tiene la misma estructura que el ruido blanco.

Analicemos qué ocurre al introducir una segunda imagen de la misma zona. En cada una de las imágenes, la fase estará relacionada con la distancia sensor-suelo relativa a la posición orbital desde la que fue adquirida. En tal caso:

$$\phi_1 = \frac{4\pi}{\lambda} R_1 + \Phi_1 \text{ y } \phi_2 = \frac{4\pi}{\lambda} R_2 + \Phi_2$$

Si la distribución de los elementos dispersores se mantiene estable entre el momento de adquisición de la imagen 1 y el de la imagen 2, entonces. En tal caso, la diferencia de fase toma la siguiente forma:

$$\phi_1 - \phi_2 = \frac{4\pi}{\lambda} (R_1 - R_2)$$

y la diferencia de fase está vinculada al cambio de distancia sensor-suelo ocurrido entre ambas adquisiciones. Ese cambio de distancia se origina por dos motivos: 1) la posición del satélite es distinta al momento de adquirir cada una de las imágenes y 2) el terreno iluminado sufrió deformación entre ambos momentos. En el primer caso, la imagen de diferencia de fase tiene un correlato directo con las variaciones de altura topográfica de la región iluminada, y da origen a la técnica conocida como InSAR (Interferometría SAR) (Bamler y Hartl, 1998), utilizada para construir Modelos Digitales de Elevación (MDE), como el SRTM (Jarvis *et al.*, 2006) y el TanDEM-X (Rossi *et al.*, 2012), ambos de alcance global. En el segundo caso, el terreno iluminado ha sufrido deformación producto de distintos fenómenos, como terremotos, vulcanismo activo, tectónica activa y construcción de galerías subterráneas, entre otros, y da origen a la técnica conocida como DInSAR (Interferometría

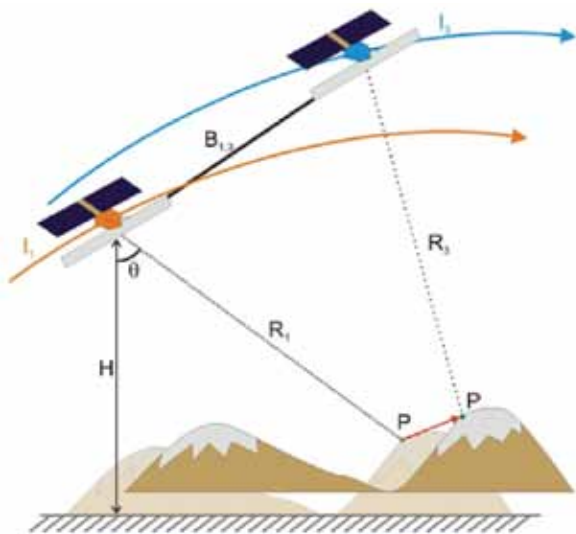


Figura 1. Representación esquemática de la geometría de adquisición de dos imágenes SAR (I_1, I_2) aptas para interferometría diferencial. El punto P se ha desplazado durante el intervalo de tiempo transcurrido entre la fecha de adquisición de I_1 y la de I_2 .

SAR Diferencial) (Ferretti *et al.*, 2007), que es la que abordamos en este trabajo.

En la práctica, considerando que es virtualmente imposible repetir en dos instantes distintos exactamente la misma posición de la antena SAR, dado un par de imágenes, la diferencia de fase entre ambas estará vinculada a ambos fenómenos. Teniendo a disposición un MDE es posible modelar y restar la componente de fase topográfica y entonces la fase diferencial puede expresarse como:

$$\Delta\phi = \frac{4\pi}{\lambda} (R_1 - R_2) = \frac{4\pi}{\lambda} d_{los}$$

donde es la componente en línea de vista (LOS – *line of sight*) del sensor del desplazamiento que ha sufrido el terreno iluminado (Figura 1). De aquí se desprende que mediante esta técnica es posible caracterizar una componente del desplazamiento real sufrido por el terreno y no el vector tridimensional del mismo. Es posible, mediante técnicas avanzadas y la combinación de pares de imágenes tomados con distintas orientaciones, realizar la composición y obtener los desplazamientos en el espacio tridimensional (Samsonov y d'Oreye, 2012).

En este punto es importante analizar brevemente la validez de la hipótesis que dice que los elementos dispersores dentro de la celda de resolución se mantienen estables o, dicho de otro modo, que . Cuando esta condición se cumple parcialmente o no se cumple, la diferencia de fase entre dos imágenes no es atribuible únicamente a cambios en la distancia sensor-suelo. El término no compensado tiene la forma de ruido y es cuantificado a través de la coherencia interferométrica, definida en Ferretti *et al.*, (2007):

$$\gamma = \frac{E[u_1 u_2^*]}{\sqrt{E[|u_1|^2] E[|u_2|^2]}}$$

donde E es el valor esperado de una variable aleatoria mientras que u_1 y u_2 representan a dos imágenes complejas de radar. El símbolo * indica complejo conjugado.

La coherencia interferométrica toma valores entre 0 y 1, siendo cero la ausencia de correlación y uno la correlación completa. Cuando la coherencia es cero significa que el arreglo de elementos dispersores dentro de la celda de resolución es completamente distinto en cada una de las imágenes y, por lo tanto, no es posible extraer información útil de la diferencia de fase. En la práctica se considera que es posible caracterizar deformación cuando la coherencia es igual a 0,3 o superior. Los factores que favorecen la pérdida de coherencia son el tiempo transcurrido entre imágenes, aumento de la separación orbital, tipos de suelo cubiertos por vegetación frondosa y/o cultivos, entre otros.

Otro fenómeno que complica la interpretación de la fase interferométrica en términos de deformación es la variación en las condiciones atmosféricas al momento de adquirir cada imagen. Los cambios en la velocidad de propagación de la energía electromagnética en la atmósfera introducen una señal de fase no vinculada a deformación que dificulta la interpretación de los resultados obtenidos. Para un análisis más detallado de la influencia atmosférica puede verse Hanssen, (2001).

La disponibilidad de series de imágenes SAR, adquiridas en forma repetitiva a lo largo del tiempo sobre una misma Área de Interés, ha generado la aparición de un grupo de técnicas de procesamiento conocidas como Interferometría Diferencial Multi-temporal (MTDInSAR). A grandes rasgos las mismas son SBAS (Small Baseline Subsets), propuesta originalmente por Berardino *et al.*, (2002) y PS (*Permanent Scatterers*), presentada originalmente por Ferretti *et al.*, (2001).

La idea principal en ambas técnicas consiste en construir un número elevado de interferogramas combinando N imágenes adquiridas a lo largo de un período de tiempo determinado. En la técnica PS se utiliza una imagen como master general que integra todos los interferogramas, mientras que en la técnica SBAS no existe una master general, sino que se construyen interferogramas intentando maximizar la coherencia. Cada uno representa la deformación ocurrida en el período transcurrido entre las imágenes utilizadas para construirlo. En términos matemáticos:

$$\Delta\phi(x, y) = \frac{4\pi}{\lambda} [d(t_a, x, y) - d(t_b, x, y)]$$

Donde x, y son las coordenadas de un punto sobre el terreno; a, b son dos instantes de tiempo en los cuales se ha adquirido una imagen SAR, y d es el desplazamiento función de la posición y del tiempo. La ecuación 6 expresa la fase diferencial, es decir la fase del interferograma, en función de los desplazamientos medidos respecto de un origen temporal común, que son incógnitas. Considerando la totalidad de los interferogramas construidos con N imágenes, es posible plantear un sistema de ecuaciones similares a 6. La solución del sistema permite estimar los N desplazamientos en el tiempo; llamándolo de otro modo: una serie temporal de deformación. La figura 2 muestra esquemáticamente el algoritmo descrito.

Disponibilidad en áreas petroleras de la Argentina

Las técnicas descritas pueden ser aplicadas si existe disponibilidad de series de imágenes apropiadas adquiridas sobre el área de interés. En lo que concierne a la in-

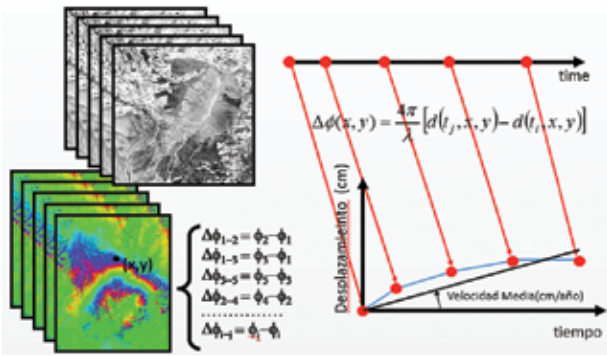


Figura 2. Esquema de procesamiento mediante la técnica DInSAR-SBAS. Un conjunto de N imágenes SAR es combinada de a pares para formar interferogramas diferenciales. A partir de los mismos se resuelve el sistema de ecuaciones para cada punto en la escena y como resultado se obtiene la serie temporal de deformación.

industria petrolera, en la Argentina esas zonas coinciden con las cuencas productivas ubicadas *on-shore*: la Cuenca Neuquina, la Cuenca Cuyana, la Cuenca del Golfo San Jorge, la Cuenca del Noroeste y algunos sectores de la Cuenca Austral. A continuación, se analiza la disponibilidad de imágenes a lo largo del tiempo en esas áreas.

En la figura 3 puede verse la línea de tiempo de los satélites capaces de adquirir imágenes de radar de apertura sintética, indicando el inicio de sus operaciones y su final.

Entre los satélites históricos podemos citar los siguientes: los primeros cuyas imágenes pudieron ser utilizadas sistemáticamente para medir deformación mediante DInSAR son el ERS-1 y ERS-2. Se trata de dos satélites gemelos pertenecientes a la Agencia Espacial Europea (ESA) y que operaron entre 1991 y 2011.

Entre 2002 y 2012 otro satélite, el ENVISAT, también de la ESA adquirió series de imágenes aptas para aplicaciones interferométricas. Por otra parte, la Agencia Espacial de Japón (JAXA), operó el satélite ALOS1 entre 2006 y 2011. Otros satélites históricos, como el Radarsat 1 (Canadá) y el JERS-1 (Japón), adquirieron durante su vida útil relativamente pocas imágenes sobre territorio argentino.

A partir de 2008 se pusieron en órbita satélites, como la constelación COSMO-Skymed (Agencia Espacial Italiana),

TerraSAR-X (DLR – Alemania) y Radarsat-2 (Canadá). Estos satélites permiten adquirir imágenes de alta resolución y con elevada tasa de revisita. Sin embargo, su política de adquisición implica que solo se adquieren áreas a pedido de los usuarios y, por lo tanto, es poco probable que existan series históricas de las áreas petroleras de interés, salvo que, sean contiguas a áreas urbanizadas como la ciudad de Mendoza o Neuquén.

En contraste, desde 2014 están disponibles las imágenes de los satélites Sentinel 1A y 1B, de la ESA, y del ALOS2, de la JAXA. Tienen cobertura global y adquieren según un plan de base que permite construir series de deformación de todas las tierras emergidas. El tiempo de revisita varía según la ubicación del área de interés, pero está entre 12 días y aproximadamente un mes.

Las misiones a futuro merecen un párrafo aparte. La Argentina está al momento de escribir estas líneas en la etapa final de preparación del lanzamiento de la misión SAOCOM, prevista para la segunda mitad de 2018. Este satélite adquirirá imágenes SAR en banda L (1-23cm) y tendrá un tiempo de revisita inicial de 16 días y de 8 días cuando sea lanzado el segundo satélite un año más tarde. El punto más importante en este caso es que, al ser un satélite argentino, se priorizarán la adquisición de imágenes sobre territorio nacional. Más alejado en el tiempo, hacia 2023, se espera el lanzamiento del NISAR, fruto de una colaboración entre la NASA de Estados Unidos y la Agencia Espacial de la India.

En cuanto a la disponibilidad efectiva de imágenes sobre las cuencas petroleras, el panorama es descrito a continuación.

Entre 1990 y 2000 pueden encontrarse relativamente pocas imágenes aptas para interferometría adquiridas por los satélites ERS. Estas imágenes corresponden a 1995, 1996 y 1997, pero en general no es posible utilizar las técnicas de construcción de series temporales porque no hay más de 4 o 5 escenas por área de interés. En todo caso podrían realizarse mapas de deformación entre pares de fechas, constituyendo estudios de oportunidad.

En el período comprendido entre 2002 y 2012 es posible encontrar series de imágenes aptas para interferometría

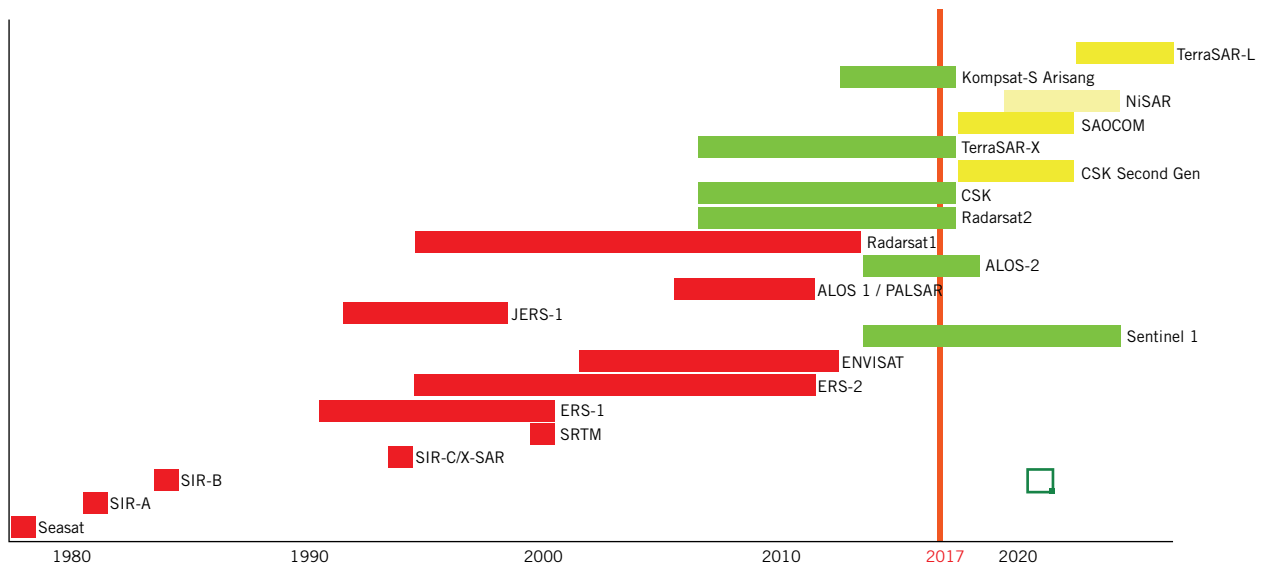


Figura 3. Línea de tiempo de los satélites con sensor de radar de apertura sintética. En color rojo se muestran aquellos que funcionaron en el pasado y ya no están adquiriendo imágenes, en color verde, los que actualmente están en operación y en color amarillo, las misiones futuras.

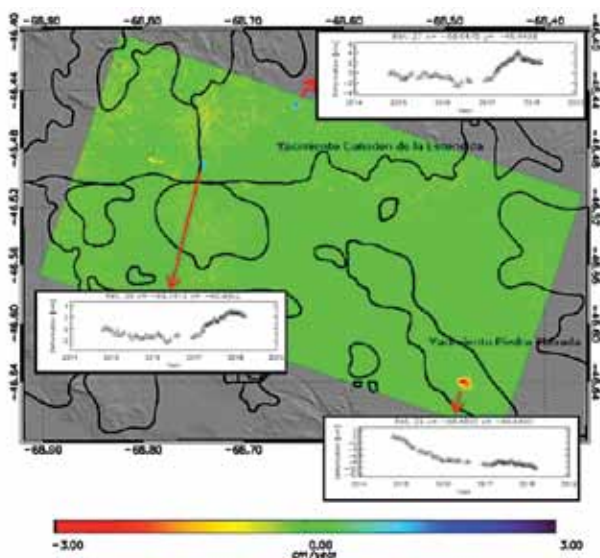


Figura 4. Velocidad media de deformación y series temporales de deformación extraídas en tres posiciones donde se observa: 1) subsidencia en el Yacimiento Piedra Clavada, 2) y 3) solevamiento en dos posiciones distintas dentro del Yacimiento Cañadón de la Escondida.

compuestas por entre 5 y 20 imágenes cada una, dependiendo de la región, adquiridas por los satélites ERS2, ENVISAT y ALOS1. Este número de imágenes puede considerarse el límite inferior en el cual es posible construir series de deformación mediante técnicas de MT-InSAR. La disponibilidad existe sobre todas las cuencas petroleras del país.

Después de 2011/2012, años en que dejaron de estar disponibles los satélites ALOS1, ERS2 y ENVISAT, y hasta la segunda mitad de 2014, la disponibilidad de imágenes es muy limitada sobre las cuencas petroleras. Solamente es posible obtener series de imágenes adquiridas por los satélites de la constelación COSMO-SkyMed entre 2008 y 2015 sobre yacimientos vecinos a las ciudades de Mendoza y Neuquén.

A partir de la puesta en órbita de los satélites ALOS2 y Sentinel hay disponibilidad de series largas de imágenes sobre todas las cuencas petroleras del país. ALOS2 ha adquirido imágenes a una tasa media de 10 escenas por año, y Sentinel a una tasa de 20 escenas por año desde fines de 2014. En el caso de Sentinel, además, se adquieren series de imágenes en órbita descendente y ascendente, lo cual hace que sea posible caracterizar mejor el vector de deformación del terreno. Se espera que estas series sean adquiridas hasta el fin de la vida útil de los sensores.

En el futuro cercano se dispondrá, además de las imágenes provistas por ALOS2 y Sentinel, el conjunto de escenas que adquirirá la constelación SAOCOM. No obstante, es también posible iniciar la adquisición de series de imágenes sobre áreas de interés específicas, con el uso de otros satélites, como COSMO-SkyMed, Radarsat 2 y TerraSAR-X.

Caso de estudio

Para ejemplificar el tipo de resultados que es posible obtener mediante las técnicas descriptas, se presentan los resultados del procesamiento de imágenes SAR sobre un área que incluye varios yacimientos de petróleo ubicados

en la Cuenca del Golfo San Jorge. Se utilizaron 63 imágenes adquiridas por los satélites Sentinel entre octubre de 2014 y marzo de 2018. Se aplicó el procesamiento DInSAR-SBAS, mediante el cual se construyeron 188 interferogramas diferenciales que luego fueron invertidos para obtener series temporales de deformación y mapa de velocidad media de deformación.

Dentro del área procesada, que es estable en general, se detectaron tres ubicaciones distintas donde se están produciendo fenómenos de deformación en coincidencia con actividades de producción de petróleo y/o gas (Figura 4).

En primer lugar, se observa subsidencia en la porción sudeste del Yacimiento Piedra Clavada (Ref. 36 de la figura 4). El desplazamiento supera los 10 cm durante el período analizado. Son pocas las imágenes disponibles en la segunda mitad de 2014, pero puede notarse que la subsidencia da comienzo en enero de 2015 con una velocidad promedio de 8,7 cm/año, y se atenúa paulatinamente hasta mantenerse estable durante 2017. Aparentemente, el fenómeno se vuelve a acelerar hacia fines de 2017, aunque es preciso contar con más imágenes para determinar si esta tendencia se mantiene.

Los otros dos fenómenos mencionados son solevamiento y tienen lugar en dos posiciones distintas del yacimiento Cañadón de la Escondida.

En el caso ubicado al norte (Ref. 37 en la figura 4) presenta una tendencia a la subsidencia del orden de 2 cm/año entre octubre de 2014 y hasta diciembre de 2016, superpuesta a ciclos de tipo estacional. En 2017 comienza el episodio de solevamiento que alcanza los 4 cm en la segunda mitad de 2017, para luego remitir hasta el fin de los datos disponibles.

El caso ubicado más al este (Ref. 35 en la figura 4) tiene características similares: subsidencia hasta fines de 2017 y luego un episodio de solevamiento cuyo máximo se alcanza al inicio de 2018 con una amplitud de 3 cm, aproximadamente.

Conclusiones

En este trabajo se han presentado los fundamentos de las técnicas de caracterización espacio-temporal de deformación cortical basadas en imágenes SAR. A través de un análisis de la disponibilidad histórica y presente de este tipo de imágenes, se puede concluir que es factible realizar este tipo de estudios en la actualidad de manera sistemática en regiones relevantes para la industria petrolera de la Argentina.

Se ejemplifica lo afirmado presentando los resultados del procesamiento de un área de interés en la Cuenca del Golfo San Jorge, que incluye la detección de subsidencia y solevamiento en los Yacimientos Piedra Clavada y Cañadón de la Escondida. Un análisis más profundo de estos casos podría realizarse comparando series de tiempo de parámetros del yacimiento con las series de deformación. Este tipo de estudios podría poner en evidencia la eventual correlación entre subsidencia/solevamiento y cambios en la tasa de inyección de agua o de producción en pozos cercanos. Adicionalmente es posible realizar el modelado inverso de la deformación observada con el objetivo de determinar a qué profundidad está ubicada y de qué magnitud es la fuente de deformación.

Bibliografía

- Adushkin, V. V., V. N. Rodionov, S. Turuntaev, y A. E. Yudin, 2000, Sismicidad en el campo petrolero: Oilfield Review in spanish, v. 12, N° 2, pp. 2-17.
- Bamler, R. y P. Hartl, 1998, *Synthetic aperture radar interferometry: Inverse Problems*, v. 14, pp. 1-54.
- Berardino, P., G. Fornaro, R. Lanari y E. Sansosti, 2002, *A New Algorithm for Surface Deformation Monitoring Based on Small Baseline Differential SAR Interferograms: IEEE Transactions on Geoscience and Remote Sensing*, v. 40, N° 11, pp. 2375-2383.
- Dossena, G., C. Zaffaroni y C. Zoccatelli, 2000, *An Operation Company's Activity for Subsidence Control in Italy*, in *SPE International Conference on Health, Safety, and the Environment in Oil and Gas Exploration and Production*, Stavanger, Norway: SPE, p. 5.
- Du, J. y J. E. Olson, 2001, *A poroelastic reservoir model for predicting subsidence and mapping subsurface pressure fronts: Journal of Petroleum Science and Engineering*, V 30, pp. 181-197.
- Ferretti, A., A. Monti-Guarnieri, C. Prati, F. Rocca y D. Massonnet, 2007, *InSAR Principles: Guidelines for SAR Interferometry Processing and Interpretation*: Noordwijk, The Netherlands, ESA Publications.
- Ferretti, A., C. Prati y F. Rocca, 2001, *Permanent Scatterers in SAR Interferometry: IEEE Transactions on Geoscience and Remote Sensing*, V 39, N° 1, pp. 8-20.
- Fielding, E. J., R. G. Blom y R. M. Goldstein, 1998, *Rapid subsidence over oil fields measured by SAR interferometry: Geophys. Res. Lett.*, v. 25, N° 17, pp. 3215-3218.
- Franceschetti, G., and R. Lanari, 1999, *Fundamentals of Synthetic Aperture Radar Processing*: Boca Raton (Florida), CRC Press LLC.
- Hanssen, R. F., 2001, *Radar Interferometry - Data Interpretation and Error Analysis*: U.S., Kluwer Academic Publishers.
- Hermansen, H., G. H. Landa, J. E. Sylte y L. K. Thomas, 2000, *Experiences after 10 years of waterflooding the Ekofisk Field, Norway: Journal of Petroleum Science and Engineering*, V 26, pp. 11-18.
- Jarvis, A., H. I. Reuter, A. Nelson y E. Guevara, 2006, *Hole-filled SRTM for the globe Version 3: CGIAR-CSI SRTM 90m Database*: <http://srtm.csi.cgiar.org>.
- Kim, J.-W. y Z. Lu, 2018, *Association between localized geohazards in West Texas and human activities, recognized by Sentinel-1A/B satellite radar imagery: Scientific Reports*, V 8, N° 1, doi:10.1038/s41598-018-23143-6.
- Li, X., F. L. Mitchum, M. Bruno, P. D. Pattillo y S. M. Willson, 2003, *Compaction, Subsidence, and Associated Casing Damage and Well Failure Assessment for the Gulf of Mexico Shelf Matagorda Island 623 Field*, in *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Denver, Colorado: SPE, p. 15.
- Rossi, C., F. Rodríguez González, T. Fritz, N. Yague-Martinez y M. Eineder, 2012, *TanDEM-X calibrated Raw DEM generation: ISPRS Journal of Photogrammetry and Remote Sensing*, V 73, pp. 12-20, doi:10.1016/j.isprsjprs.2012.05.014.
- Samsonov, S. y N. d'Oreye, 2012, *Multidimensional time-series analysis of ground deformation from multiple InSAR data sets applied to Virunga Volcanic Province: Geophysical Journal International*, V 191, N° 3, pp. 1095-1108, doi:10.1111/j.1365-246X.2012.05669.x.

MEMORIA MAGNÉTICA DEL METAL

LA EVOLUCIÓN EN ESTUDIOS REMOTOS Y DE CONTACTO
PARA LA UBICACIÓN DE ANOMALÍAS



- Método no intrusivo.
- Detecta sectores con anomalías.
- Identifica los lugares más peligrosos, donde se concentran las tensiones.
- No es necesario sacar de servicio al ducto ni necesita magnetización artificial.
- Inspecciona 100% de metal de cualquier espesor y de soldaduras en muy poco tiempo.

Más de 15 años de experiencia
desarrollada en Argentina,
Chile y Brasil

GRAL PINTOS 1028 - CIUDAD MADERO
BUENOS AIRES - ARGENTINA
(+54 11) 4652-6446/8
oficina@igp-srl.com.ar | www.igp-srl.com.ar

ING. DANIEL ROTH
+54 9 11 6170-5486
danielroth@igp-srl.com.ar

IGP
INGENIERÍA GAS Y PETRÓLEO



Estudio cronoestratigráfico y evolución paleoambiental del jurásico inferior-medio en el engolfamiento de la Cuenca Neuquina

Por *Walter Brinkworth, Griselda Vocaturo, María Laura Loss, Enrique Matías Mortaloni, David Lorenzo Giunta y José Luis Massafiero* (YPF S.A.)

El grupo Jurásico temprano-medio de la Cuenca de Neuquén es una sucesión sedimentaria que muestra variaciones significativas desde el margen marino profundo a los sistemas deltaico y fluvial de plataforma interna. Una comprensión integrada de la distribución del sistema/ facies sedimentarios en un marco regional es esencial para identificar posibles objetivos de gas. Este estudio analiza el impacto de un modelo conceptual regional en el desarrollo potencial de esta unidad a escalas de exploración y desarrollo. El modelo expone las relaciones cronoestratigráficas entre facies marinas profundas del Grupo Cuyo a escala de cuenca y abrirá nuevas oportunidades de exploración y desarrollo para este sistema de gas.

Introducción

El Jurásico inferior-medio de la Cuenca Neuquina está representado por una extensa sucesión sedimentaria que alcanza los 2500 m de espesor conocida como Grupo Cuyo. La cuenca muestra variaciones significativas desde sistemas marinos profundos, de margen de plataforma hasta sistemas deltaicos y fluviales en áreas proximales. Una comprensión integrada de la distribución de los ambientes sedimentarios/facies en un marco regional es esencial para visualizar e identificar posibles objetivos a escala de exploración y desarrollo que impactan sobre el potencial de esta unidad.

A partir de una interpretación a escala de cuenca sobre la integración de una amplia base de datos de subsuelo que incluyó 25.000 km² de interpretación sísmica 3D y datos de pozos disponibles, como coronas, perfiles eléctricos, secciones delgadas, bioestratigrafía y datación de circones, se identificaron 10 ciclos depositacionales. Cada ciclo presenta un arreglo de plataforma-talud diferente a medida que la cuenca evoluciona progresivamente en dirección noroeste/oeste. Las distribuciones de las facies evolucionaron a lo largo del tiempo desde una rampa poco profunda y de bajo gradiente (durante la configuración temprana de la cuenca) hasta un perfil de talud-plataforma bien definido para finalizar con la colmatación de la cuenca.

Las edades obtenidas por bioestratigrafía y dataciones de circones asignaron un marco temporal a cada ciclo, de esta manera se pudo obtener una correlación confiable con los afloramientos de la cuenca, que muestran un perfil completo *source-to-sink*, y proporciona analogías únicas para corroborar y visualizar el modelo de subsuelo.

Área de estudio

La superficie total del área de estudio es aproximadamente de 25.000 km², comprende varias áreas de concesión de YPF (Figura 1). Los límites están representados por

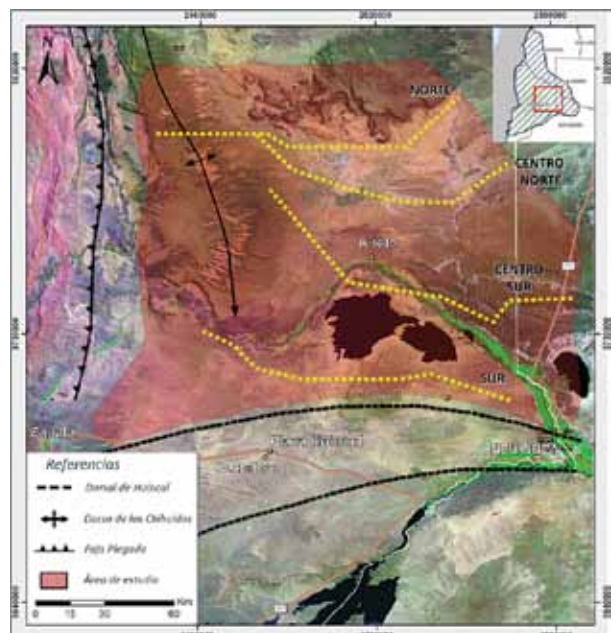


Figura 1. Área de estudio y mapa ubicación de las secciones regionales.

Este trabajo fue galardonado con el Premio del Simposio de la Sesión de Pósters en el 10º Congreso de Exploración y Desarrollo del IAPG, realizado en 2018 en la ciudad de Mendoza.

el flanco norte de la Dorsal de Huincul al sur, hacia el norte el análisis se extiende hasta el volcán Auca Mahuida, hacia el oeste limitado por el Dorso de los Chihuidos y hacia al este por el Alto de Entre Lomas.

Objetivos principales del estudio

El objetivo del estudio es generar una síntesis regional del Grupo Cuyo estableciendo un esquema cronoestratigráfico y paleoambiental a escala de cuenca. Esto permite documentar oportunidades exploratorias y de avanzada remanentes en el engolfamiento neuquino.

Marco geológico

La Cuenca Neuquina se originó en el Triásico tardío como resultado de procesos extensionales de intraplaca. Durante este período una serie de cubetas extensionales fueron rellenadas con depósitos volcanoclásticos y continentales conocidos como Grupo Precuyo (Gulisano 1981). Durante la etapa de *pos-rift* y el desarrollo subsecuente del arco magmático la cuenca tornó a un sistema de retroarco con sedimentación marina extendida.

Una etapa de subsidencia regional balanceada con aporte constante generó que las condiciones marinas prevalecieron hasta el Calloviano tardío, con la máxima expansión marina durante el Bajociano (Legarreta *et al.*, 1989). De ahí en adelante el espacio de acomodación fue reduciéndose a partir de la progradación continua hasta que durante el Calloviano se interrumpió la conexión con el mar, lo que derivó en la depositación de evaporitas en el depocentro remanente.

Durante este intervalo (Pliensbachiano - Calloviano) el relleno de la cuenca tuvo lugar a través de la progradación hacia el centro de cuenca de clinofomas de margen de plataforma bien desarrolladas que conectan abanicos de aguas profundas, taludes pelíticos, y sistemas deltaico-fluviales. Las unidades litoestratigráficas que corresponden a este intervalo son la Formación Los Molles, la Formación Lajas y la Formación Challacó o Punta Rosada según su ubicación geográfica y son agrupadas bajo el nombre de Grupo Cuyo (Figura 2).

El Grupo Cuyo está limitado en la base por la discordancia regional Intraliásica y su techo está determinado por la discordancia regional Intracalloviana (Dellapé *et al.*, 1979).

En diversas zonas del engolfamiento las discordancias documentadas en los afloramientos no son tan evidentes. Sin embargo, se han identificado algunas excepciones: la discordancia Intrapliensbachiana, la cual estaría posiblemente representada en el ámbito de Cupen Mahuida entre las facies distales marino-profundas de la Fm. Los Molles y la Fm. Cupen Mahuida representadas por litologías volcanoclásticas e incorporada recientemente al Grupo Cuyo por (Schiuma, 2011). En otros sectores de la cuenca, la misma se superpone con la discordancia Intraliásica que separa al Grupo Cuyo del Grupo Precuyo. Otro ejemplo es la discordancia Intrabajociana (Limeres, 1996), que marca el cambio paleogeográfico más importante en el engolfamiento y es claramente identificable en el subsuelo. La discordancia Intratoarciana no resulta fácil de reconocer en el área del engolfamiento por datos de subsuelo. La discordancia Intracalloviana no puede determinarse con precisión, ya que no presenta cambios litológicos excepto en algunas estructuras donde se aprecia la angularidad entre las capas.

Base de datos

En este estudio se revisaron e integraron los datos de unos 1800 pozos que alcanzan al Grupo Cuyo, solo 250 pozos atraviesan completamente la sucesión alcanzando el Grupo Precuyo y, en su mayoría, se encuentran localizados en el sur del área de estudio. Los pozos cuentan con un conjunto de perfiles convencionales que fueron utilizados tanto para la calibración sísmica de los pozos como para la correlación estratigráfica (CAL, GR, DT, RHOB, NPHI, RES).

Los datos de coronas tienen una distribución heterogénea y una pobre representación vertical. Se analizaron en el área del engolfamiento aproximadamente 25 pozos con coronas y, durante 2016, se adquirió en Sierra Barrosa una corona de 180 m de espesor continuo que permitió calibrar horizontes sísmicos, caracterizar de forma continua las variaciones verticales de facies y capturar variaciones laterales de facies en relación con otras coronas preexistentes, lo cual mejoró el modelo conceptual.

Se realizaron cortes delgados en pozos a partir de los recortes de perforación obteniendo información de composición mineralógica, tipo, tamaño y distribución de granos, cementos, diagénesis, materia orgánica, porosidad visual, etc. La descripción de las secciones se hizo a lo largo de todo el pozo, lo que permitió construir perfiles continuos.

Se integró una extensa base de datos de sísmica 3D (15.000 km²) a un mismo plano de referencia de 1300 msnm.

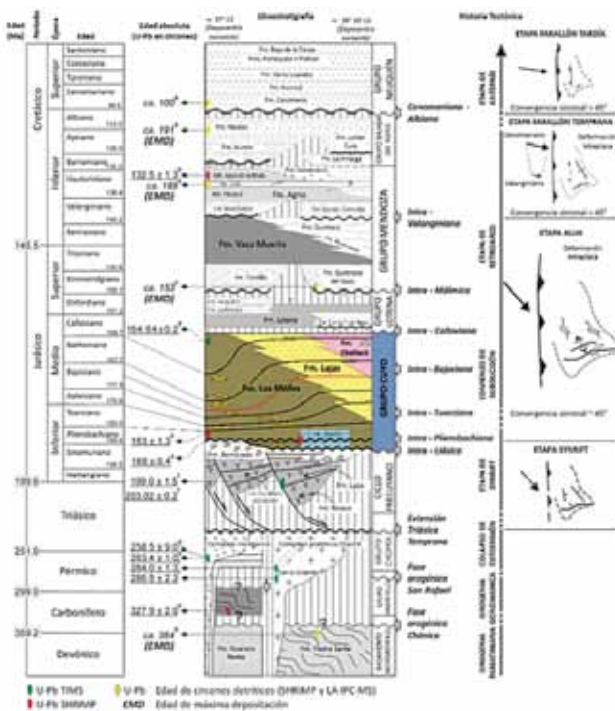


Figura 2. Columna estratigráfica de la Cuenca Neuquina, modificada de Naipauer (2017).

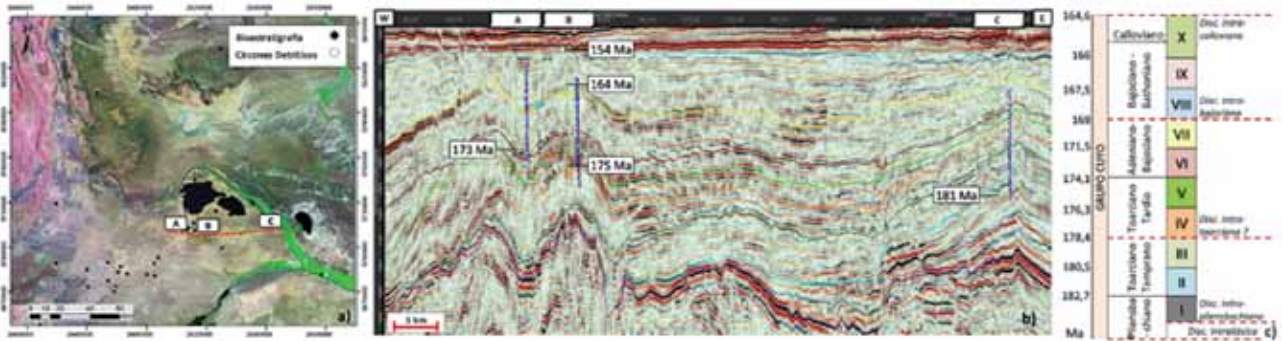


Figura 3: a) Ubicación de los pozos utilizados con control bioestratigráfico y traza de la línea sísmica del punto b. b) Línea sísmica con los pozos con edades proveniente de circones detríticos. c) Edades estimadas de los horizontes sísmicos y ciclos sedimentarios presentados en este trabajo.

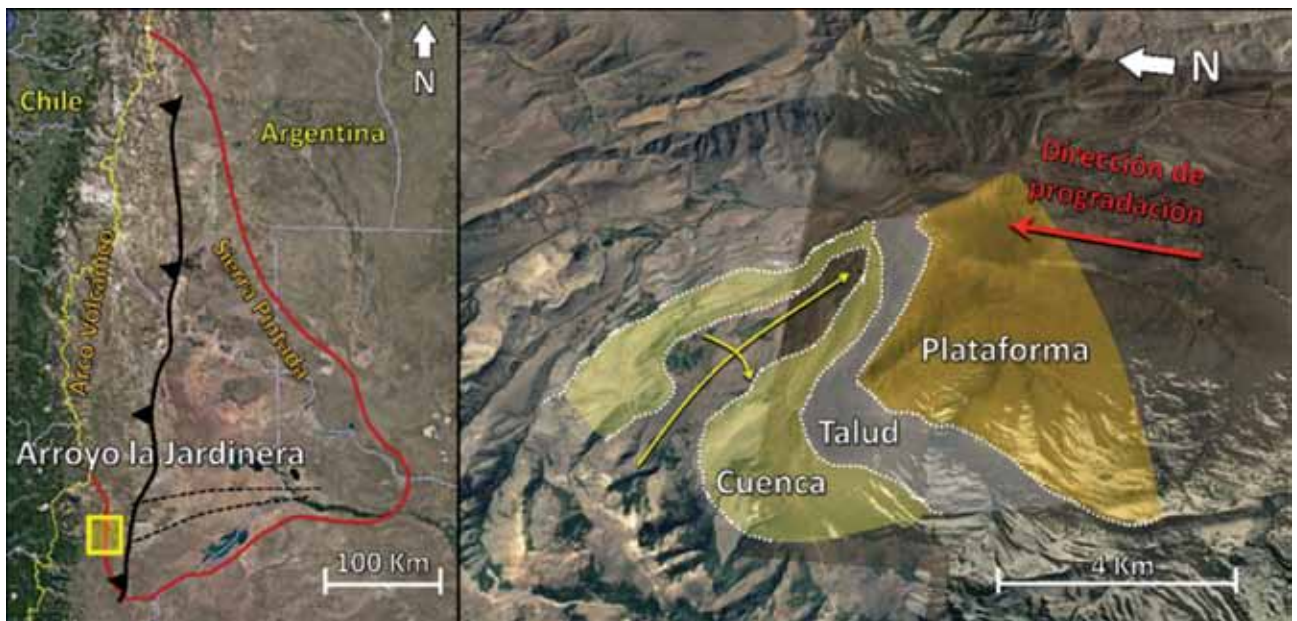


Figura 4. Afloramientos del Grupo Cuyo en Arroyo la Jardinera Steel (2017).

Se integraron todos los pozos disponibles con información de microfósiles calcáreos y nanofósiles con el fin de identificar zonas de asociaciones tipo, las que fueron inicialmente reconocidas en superficie, en el perfil Picún Leufú. Este afloramiento ha sido estudiado ampliamente por medio de amonites (Riccardi, 1984); microfósiles calcáreos (Ballent, 1997) y nanofósiles (Angelozzi, 1988). Además, se incorporaron dataciones a partir de circones detríticos muestreados en pozos (Figura 3). La integración de estos datos le asigna un carácter cronoestratigráfico al estudio.

La importancia de las edades radica en la posibilidad de extrapolar de forma correcta los horizontes interpretados en la sísmica dentro del área, así como su correlación con los afloramientos. Los estudios previos de bioestratigrafía están mayormente concentrados en el área de la Dorsal de Huincul. Con el objetivo de obtener datos del área del engolfamiento neuquino, se realizó una campaña de bioestratigrafía y palinología. Los pozos, en su mayoría, comienzan en facies arenosas que no son propicias para la obtención de edades a través de bioestratigrafía. Con el fin de obtener más información en estos sectores y mejorar el control cronoestratigráfico de los horizontes interpretados, se realizaron dataciones y estudios de área de pro-

veniencia a partir de circones detríticos obtenidos de los recortes de perforación.

En el área de La Jardinera, sudoeste de la Cuenca Neuquina, existen afloramientos excepcionales que exponen cientos de metros del Jurásico temprano a medio, a lo largo de 20 km en la dirección de inclinación y 10 km en el rumbo. Allí es posible identificar la continuidad estratigráfica de los depósitos de fondo de cuenca y plataforma, mostrando un patrón de clinofomas similar a las geometrías sísmicas (Figura 4). Estos afloramientos fueron estudiados por Gulisano y Gutiérrez Pleiming (1995) posteriormente por Paim *et al.* (2008, 2010) y recientemente por Steel (2017).

Metodología

La escala de trabajo y la distribución heterogénea de los datos de pozos hicieron que la sísmica fuera el elemento por excelencia para vincular la información. El carácter progredante y agradante del sistema dificulta la correlación de pozos, por lo que la integración con la línea sísmica es fundamental.

Por este motivo se realizó una interpretación 3D de todos los *markers* sísmicos para asegurar un marco cronoestratigráfico a partir de líneas tiempo. La importancia de las calibraciones sísmicas es fundamental en este trabajo, porque es la vinculación directa entre el pozo en profundidad y la línea sísmica en tiempo. El trabajo fue interactivo entre la interpretación de *picks* geológicos y los horizontes interpretados, hasta lograr un compromiso entre ambos.

Se interpretaron 11 horizontes sísmicos que fueron utilizados como superficies crono-estratigráficas para guiar las correlaciones. Los horizontes corresponden, en algunos casos, a superficies de *downlaps* y, en otros, a discordancia, por este motivo no se plantea un esquema secuencial para cada uno de los ciclos.

A partir de estas superficies se generaron mapas isocronopáquicos que definen 10 ciclos. Cada mapa permite definir la zona de quiebre de plataforma, talud, pie de talud y cuenca profunda, de gran utilidad en la generación de mapas de facies que, junto a las extracciones de amplitud y geomorfología sísmica, permite confirmar la presencia de lóbulos turbidíticos en el talud y cuenca profunda.

La población de facies dentro de cada ciclo se realizó a partir de la integración de distintas fuentes de datos. En áreas con alta densidad de pozo, como los yacimientos de Cupen Mahuida, Aguada Toledo, Barrosa Norte, El Córdón, Lindero Atravesado y Río Neuquén, se utilizaron principalmente los perfiles de pozos en combinación con datos de corona, cortes delgados de *cutting*, geometrías sísmicas observadas en secciones realizadas en el sentido de aporte sedimentario junto a modelos conceptuales (Figura 5). La integración de estos datos permitió elaborar un modelo geológico conceptual robusto de facies para cada uno de los intervalos de tiempo interpretados en la sísmica 3D que luego fue extrapolado a toda la cuenca.

En el área con baja disponibilidad de datos pozos, las

principales herramientas utilizadas fueron las geometrías sísmicas junto con los análogos construidos en las zonas con mayor densidad de pozos más los datos de afloramientos comparables (en edad y altura de clinoforras) en combinación con modelos conceptuales (Loss *et al.*, 2018).

Análisis e interpretación

A partir de la integración de todos los datos disponibles se definió la paleogeografía y la distribución de facies para cada uno de los ciclos definidos.

Como puede apreciarse en la figura 5, las facies areno conglomerádicas presentes en las coronas y el patrón de apilamiento deltaico presentes en los perfiles muestra que los frentes deltaicos están llegando a los quiebres de plataforma y construyen su margen. Esto ocurre para los tiempos Toarcianos/Aalenianos en el sector sur del engolfamiento. Lo mismo puede observarse para tiempos Aalenianos/Bajocianos en el sector norte documentado también por datos de pozos. La integración con la interpretación sísmica ha mostrado la presencia de arena en los quiebres de plataforma.

A excepción de algunos ciclos iniciales, observamos la presencia de deltas de este tipo a lo largo de toda la historia de depositación del Grupo Cuyo, lo que lleva a pensar en un escenario dominado principalmente por el aporte sedimentario.

Los deltas han sido tradicionalmente clasificados en términos de los procesos depositacionales dominantes (fluviales, mareales u oleaje). Es decir, como resultado de controles ambientales únicamente. En este trabajo consideramos una clasificación relacionada con la génesis. Los deltas son el elemento clave en la construcción de plataformas y sus márgenes, abogamos por el uso de una clasificación de deltas basado en la ubicación en la plataforma,

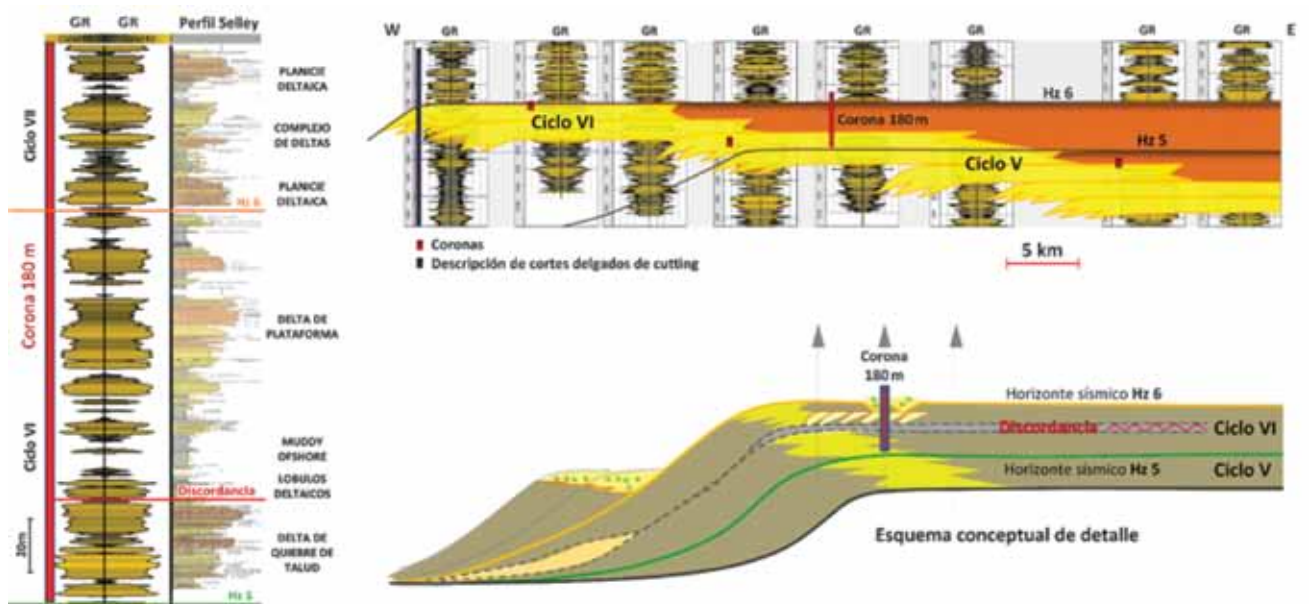


Figura 5. Correlación área Cupen Mahuida: integración datos de pozos con horizontes sísmicos. Esquema conceptual elaborado a partir de la integración de geometrías sísmicas, correlación de pozos e interpretación ambiental de 180 m de corona (imagen izquierda) donde son identificados dentro de las facies marino someras los deltas de plataforma y deltas de quiebre de plataforma.

además de la clasificación basada en los procesos convencionales. Por tanto, deltas en tránsito en una plataforma forman un amplio espectro de tipos de deltas que van desde deltas de bahías, que pasan a deltas de plataforma interna a plataforma media, y que llegan al margen de la plataforma, seguidos por deltas transgresivos o estuarinos, cada uno con sus propias características geométricas, arquitecturales y de facies. Los numerosos datos de pozos que muestran que los deltas llegan al borde de la plataforma (independientemente de los cambios relativos del nivel del mar) refuerzan la idea de que el aporte fue un factor dominante.

Durante la depositación del Grupo Cuyo sucedieron importantes cambios paleogeográficos responsables de que el registro sedimentario no sea típico de una subsidencia termal normal, como sugieren numerosos autores, entre ellos, Bettini (1984), Vergani (1995), Limeres (1996) y Veiga (2002). Gulisano y Hinterwimmer (1986) describen en la zona de Picún Leufú discontinuidades internas dentro del Grupo Cuyo. Limeres (1996) observa una discordancia angular en Cerro Granito entre las formaciones Lajas y Challaco. En la sierra de Chacaico y Cerro Lohan Mahuida, Zavala (1996a y 1996b) reconoce una discontinuidad entre la Formación Lajas y Challaco y logra datar esta discontinuidad en base a biozonas de amonites en la base del Bajociano. Hallam (1991) asume una influencia de la actividad tectónica en el relleno de la cuenca.

La discordancia Intrabajociana fue identificada en subsuelo por Brinkworth *et al.*, (2017) a escala regional. Sísmicamente se interpreta desde el flanco norte de la dorsal hasta el norte del área de estudio (sur del volcán Auca Mahuida). En el flanco E de la cuenca se detecta, debido al avance rápido de las facies fluviales (Fm. Punta Rosada) sobre las marino-litorales (Fm. Lajas) y por el aumento en el aporte sedimentario que permite visualizar erosiones, *lowstands* que no son identificados en los ciclos anteriores. Esta discordancia se genera a partir de una fuerte caída relativa del nivel del mar que produce profundas incisiones en los taludes previos (hasta 400 m). Luego sobreviene un aumento del nivel del mar que cubre y rellena rápidamente las erosiones con sistemas progradantes. El rejuvenecimiento de las áreas de aporte se evidencia por el brusco aumento del aporte sedimentario.

Mapas

Los 10 ciclos interpretados muestran diferencias en las direcciones de progradación, como en las áreas de aporte y el espacio de acomodación. El modelo presentado reproduce las geometrías depositacionales observadas en el subsuelo y en afloramientos, facilita así la comprensión de las relaciones entre las facies marinas profundas, talud, plataforma y depósitos continentales.

Los depósitos marinos profundos presentan espesos bancos de pelitas que en ciertas zonas intercalan con lóbulos turbidíticos. El talud está representado por pelitas y areniscas finamente laminadas de canales turbidíticos. Los márgenes de plataforma contienen areniscas de frente deltaico incididas por cañones con rellenos multiepisdóico.

La plataforma incluye barras arenosas de desembocadura deltaica y facies regresivas de canales fluviales. Los depósitos continentales están comprendidos por canales fluviales y planicies deltaicas.

Los mapas de facies representan un promedio de la distribución de facies y situación paleoambiental para cada ciclo. No deben entenderse como mapas paleogeográficos de un instante temporal, son indicativos de la probabilidad de encontrar una u otra asociación de facies en cada ciclo.

Es importante destacar que se generaron cambios en la nomenclatura con respecto al trabajo presentado en el XX Congreso Geológico de Tucumán, (Brinkworth *et al.*, 2017). Se incorporó un ciclo basal lo que generó el *shift* en la nomenclatura de los mismos hasta el Ciclo VII (por ejemplo, el Ciclo I en Brinkworth *et al.* 2017, corresponde al ciclo II en el presente trabajo). A su vez, se incorporó un ciclo superior (Ciclo X).

Ciclo I: Pliensbachiano-Toarciario Temprano

Corresponde a los depósitos más antiguos del Grupo Cuyo (Pliensbachiano) que se encuentran bien representados en el ámbito de la Dorsal de Huinul. En el área del engolfamiento se localizan en los depocentros.

En este trabajo el Ciclo I corresponde a la primera inundación de la cuenca (Gulisano *et al.*, 1984). En el área de Cupen Mahuida por debajo de las pelitas marinas del Ciclo II se identifica una discordancia (Intrapliensbachiana) y, por debajo, unos depósitos de origen volcánico mayormente submarinos (Fm. Cupen Mahuida) de edad Pliensbachiano tardío a Toarciario temprano (Schiuma 2011) similares a los descritos en Arroyo Lapa por Gulisano y Gutiérrez Pleimling (1995). Antiguamente, se consideraban a estas litologías como pertenecientes al Grupo Precuyo. Se podría inferir que la ingresión marina inicial del Grupo Cuyo alcanzó rápidamente el interior de la cuenca (Schiuma 2011). El análisis mostrado comienza por la discordancia que constituye el techo de la Fm. Cupen Mahuida y en otros sectores coincide con el Tope del Grupo Precuyo.

Ciclo II: Toarciario Temprano

El ciclo presenta una dirección de progradación SE-NO. La zona de mayor espesor se extiende en una amplia franja paralela al rumbo del sistema, que indica un perfil de rampa con gradiente de bajo ángulo (Brinkworth *et al.*, 2017). Como esta morfología de cuenca no presenta un quiebre de plataforma definido se dificulta predecir la ubicación de los depósitos marinos-someros/frentes deltaicos solo en base al mapeo sísmico.

Los pozos en los yacimientos de Río Neuquén y Lindero Atravesado atraviesan facies de plataforma/frentes deltaicos en esa posición con espesores de 100 a 120 m, por lo que es posible inferir la presencia de facies arenosas en esa zona, junto a modelos teóricos de Helland *et al.*, (2012) la franja progradante se extendió hasta el talud medio, pasando a facies finas distales en dirección a la cuenca. Es probable que la mayor parte de la sedimentación clásica este concentrada en la plataforma sin generar *bypass* hacia la cuenca profunda. La extensión de los frentes hacia el continente es solo interpretativa, ya que no se disponen de datos de pozos, bioestratigrafía y sísmica de calidad que

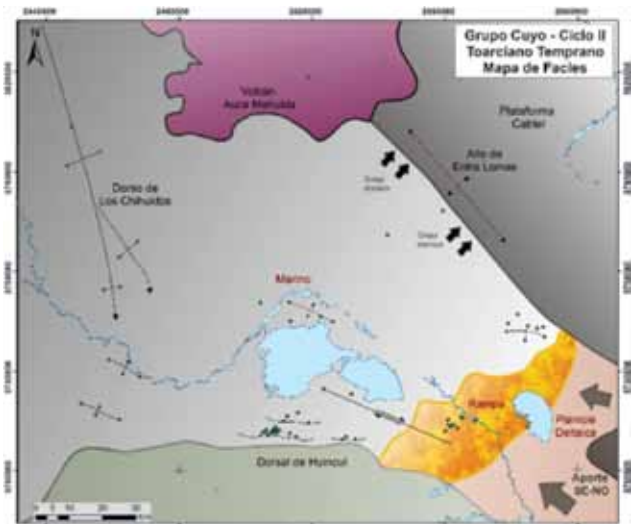
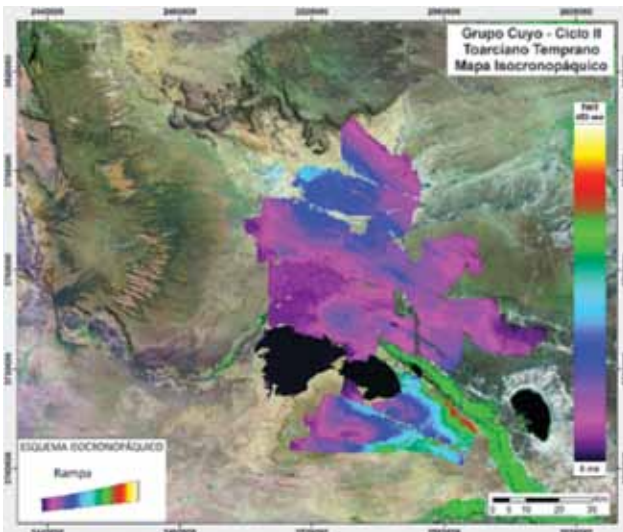


Figura 6. Mapa isocronopáquico Ciclo I+II. Mapa de facies Ciclo II.

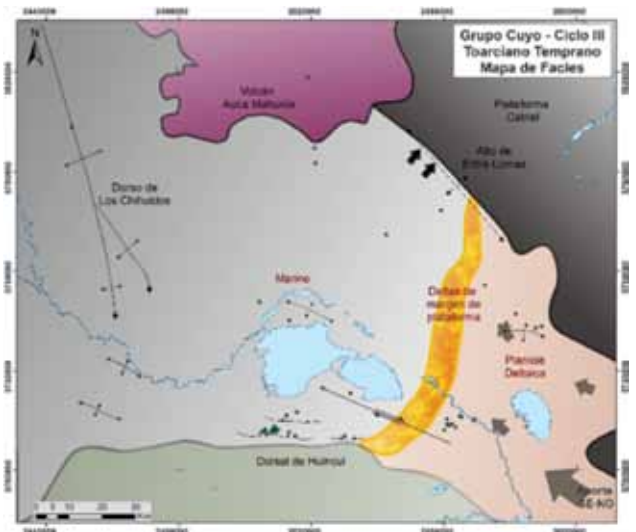
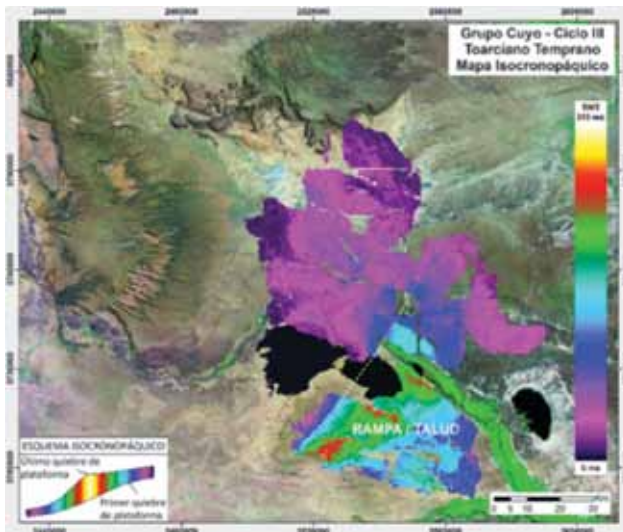


Figura 7. Mapas Ciclo III. Se puede apreciar la configuración de rampa de ese ciclo y la posición aproximada de los depósitos distales. El ciclo inicia con una rampa finalizando con un quiebre de plataforma definido.

lo permita. Los reflectores sísmicos muestran *onlaps* contra el borde noreste (Alto de Entre Lomas) lo que implica que la zona no actuaría como área de aporte en el Toarciano temprano.

Ciclo III: Toarciano Temprano

El mapa isocronopáquico (Figura 7) muestra que se mantiene la dirección de progradación del sistema en sentido SE-NO y el *onlaps* contra borde NE. La cuenca comienza a configurar su perfil de plataforma-talud-cuenca, lo que permite inferir las posiciones de los depósitos distales y proximales asociados, aunque todavía presenta un perfil de transición de tipo rampa a talud. Este ciclo fue perforado en facies arenosas de quiebre de plataforma recientemente con espesores de 50 m a 70 m por cliniforma. Las arenas litorales se extienden desde el quiebre de plataforma por 8-9 km hacia el continente (por analogía). Este intervalo involucra un ciclo completo de descenso y ascenso del nivel del mar, con trayectorias agradantes en la parte superior, por lo tanto en áreas profundas, más allá

del quiebre, prevalecen los depósitos finos distales (ver sección figura 16). Por estas razones se espera que las plataformas retengan la mayor parte de la sedimentación.

Ciclo IV: Toarciano Tardío

De acuerdo con el mapa isocronopáquico (Figura 8), la dirección de progradación rota levemente en sentido antihorario y el sistema avanza hacia el oeste con respecto al ciclo anterior. La interpretación sísmica muestra la activación del borde noreste como área de aporte, ya que el sistema progreda sobre el Alto "Entre Lomas" en dirección NE-SO.

Este intervalo presenta un quiebre de plataforma bien definido al sur (Figura 16). Los pozos de las áreas El Cordón y Lindero Atravesado Occidental prueban la existencia de frentes deltaicos que alcanzan el margen de la plataforma, con espesores promedio de 100 m. Las arenas se extienden desde la zona de mayor espesor en los mapas isocronopáquicos por 8 km en dirección al continente, pasando a sedimentos finos y canales de planicie deltaica.

El frente de aguas profundas al norte del área tiene me-

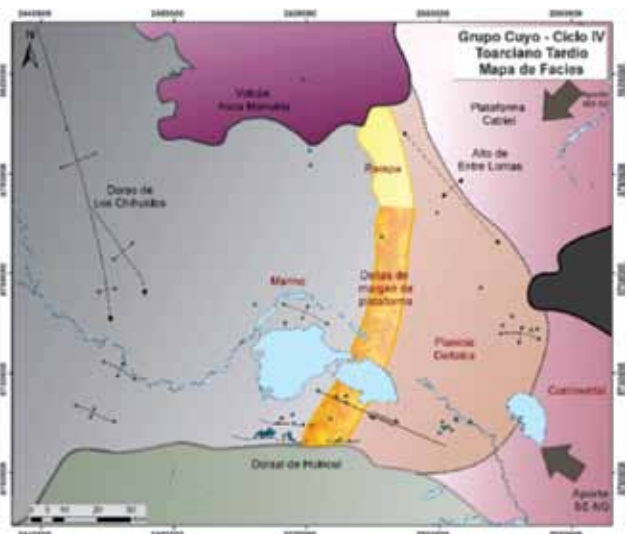
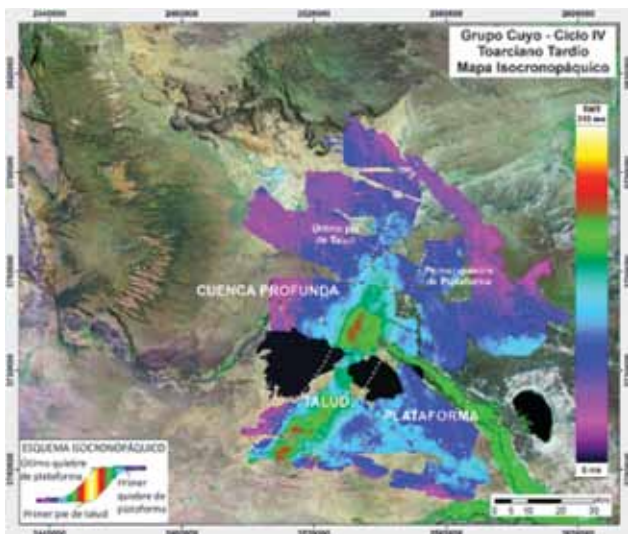


Figura 8. Mapas Ciclo IV. Geometrías sigmoidales definidas. Es posible determinar la posición del quiebre de plataforma, talud y el inicio de la cuenca profunda. La configuración sigmoidal de las clinoformas disminuye ligeramente al norte.

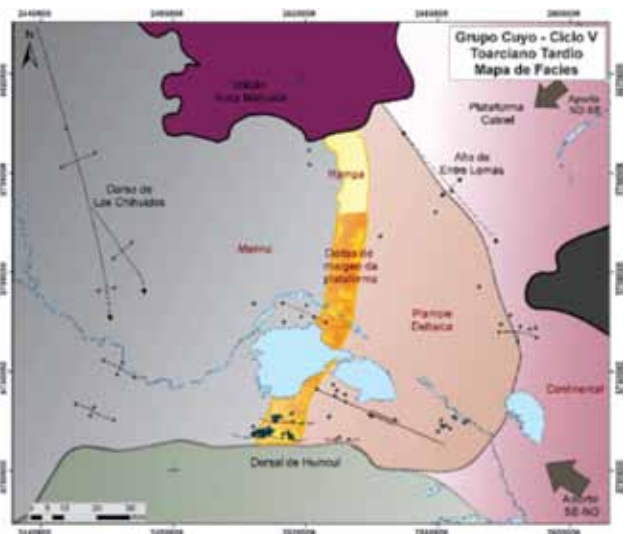
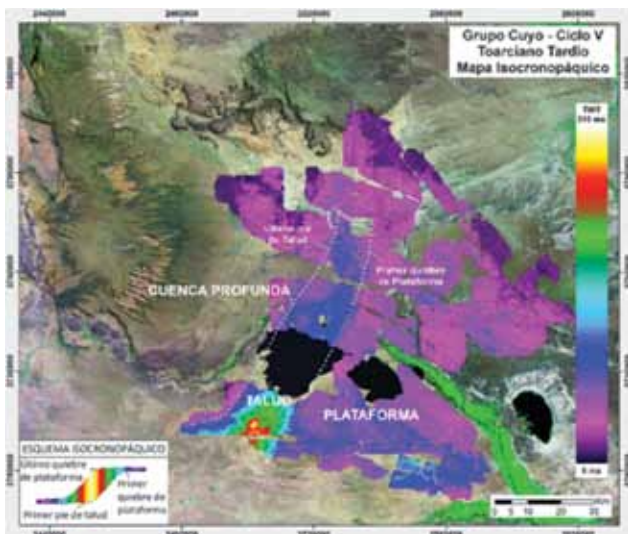


Figura 9. Mapas Ciclo V. Al sur se observan geometrías sigmoidales definidas donde se puede determinar la posición del quiebre de plataforma, talud y el inicio de la cuenca profunda. En tanto al norte la configuración sigmoidal de las clinoformas disminuye y se pasa a una configuración de rampa.

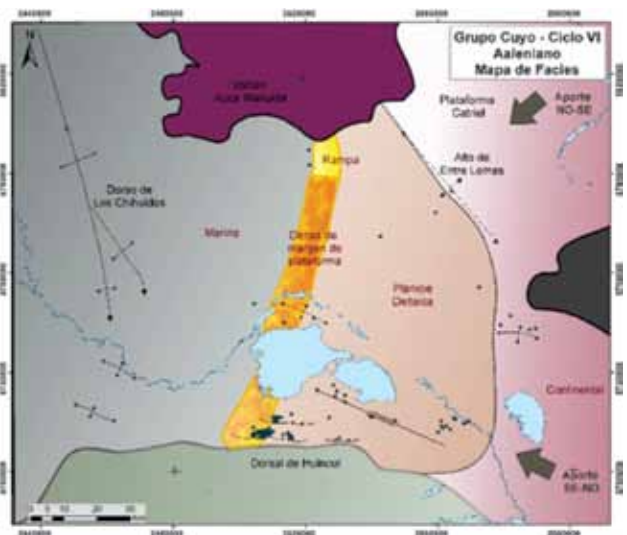
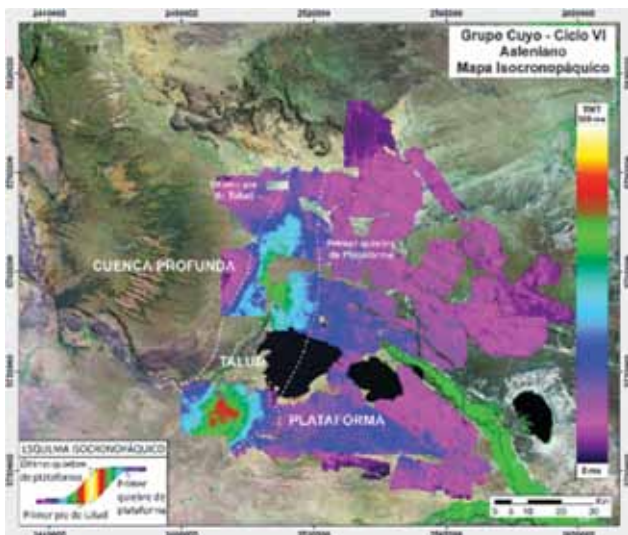


Figura 10: Mapa isocronopéutico Ciclo VI. Se puede diferenciar la plataforma con su quiebre, el talud y el pie de talud. La zona norte muestra un incremento del aporte evidenciado por la rotación de la zona progradante.

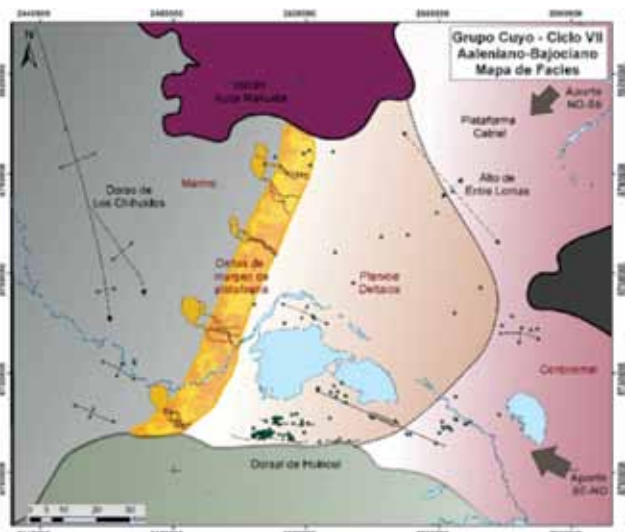
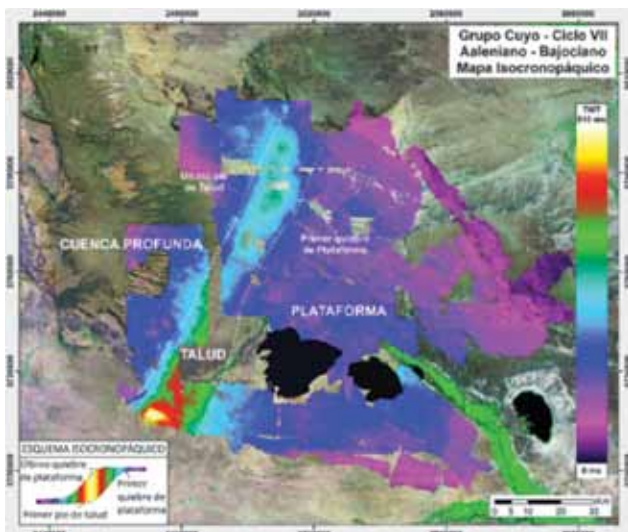


Figura 11. Mapas Ciclo VII. Se puede observar claramente el depocentro al SO. Muestra un *shift* hacia el depocentro en el sector SO. El sector norte ya no muestra geometría de rampa, se asume un aporte mayor proveniente del este y por eso la ligera rotación de las geometrías progradantes.

nor desarrollo y no se observan geometrías sigmoidales. Se asume un perfil de rampa en este sector con menor aporte sedimentario (Figuras 18,19 y 20).

Ciclo V y VI: Toarciano Tardío-Aaleniano

Estos ciclos se describen juntos, si bien están separados por una superficie de *downlaps*, no representan un cambio relevante en el sistema. De acuerdo con los isocronopáquicos (Figuras 9 y 10) las direcciones de progradación rotan E-O con un *shift* del sistema progradante hacia el oeste.

Ambos presentan un perfil de plataforma, talud y cuenca profunda definidos con un frente de aguas profundas bien establecido al sur (Figura 16). Los quiebres de talud visualizados en la sísmica y los datos de pozos en la zona de Cupen Mahuida muestran que los frentes deltaicos llegan al quiebre de plataforma. Asimismo, comienzan a aparecer facies netamente fluviales en los pozos al este (Los Caldenes) lo que permite delimitar la progradación de estas facies por sobre las de planicies deltaicas. Se observa una importante agradación de las facies de plataforma que a pesar del espacio de acomodación el sistema progreda. Al norte continúan las geometrías de rampas (Figuras 18, 19 y 20).

Ciclo VII: Aaleniano-Bajociano Temprano

Este ciclo marca un importante cambio paleogeográfico en la cuenca, con un abrupto *shift* del cinturón de facies hacia el oeste debido a un descenso relativo del nivel del mar (Figura 11).

La cuenca tiene un impacto mayor en la zona sur debido a la presencia de un importante depocentro que podría ser explicado en parte por la subsidencia generada a partir del levantamiento de la Dorsal de Huinul. La trayectoria, prácticamente horizontal de los márgenes de plataforma, como puede observarse en la sección sísmica de la figura 16, permite inferir la presencia de frentes deltaicos en los quiebres (Figura 11) por 8 km hacia el continente.

Esta interpretación es soportada por los datos de pozos ubicados al sur del volcán Auca Mahuida que muestran la presencia de arenas de barras deltaicas en ciclos que suman hasta 240 m de espesor en los márgenes de plataforma, así como también un ancho de la franja deltaica entre 6 y

8 km (Figura 18). Estas trayectorias horizontales generan migración de sedimentos hacia la cuenca profunda, como lóbulos turbidíticos evidenciados por la existencia de canales alimentadores de los lóbulos que han sido perforados, además de todas las geometrías sísmicas visualizadas (Loss *et al.*,2018). Hacia el tope del ciclo el espacio de acomodación aumenta, incluso llega a agradar en el área proximal.

Ciclo VII(T): bajociano temprano

El Ciclo VII Transgresivo (T), que se encuentra representado únicamente en el sur del área (Figuras 12 y 16), fue mayormente visualizado a partir de las terminaciones sísmicas de *onlaps* y por la presencia de un intervalo con litologías asimilables a ambientes estuarinos y afectados por procesos mareales en los pozos de Cupen Mahuida y Lindero Atravesado. Estas evidencias apuntan a un retroceso del margen de plataforma hacia áreas más proximales y un aumento del espacio de acomodación vinculado al desbalance entre el aporte y la generación de subsidencia localizada al sur.

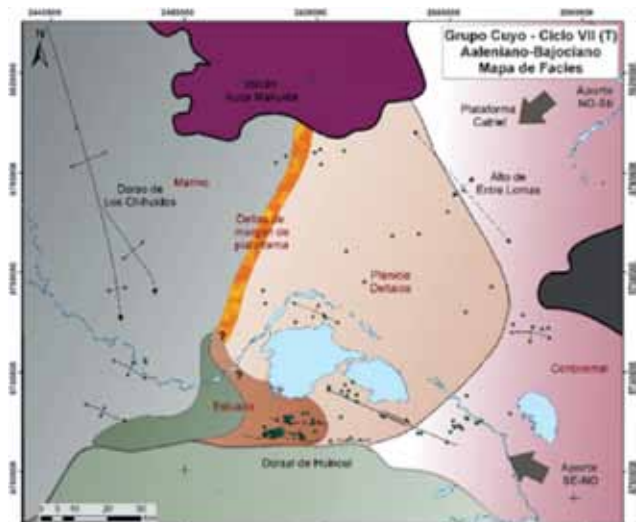


Figura 12. Mapa de facies Ciclo VII (T). Se observa la transgresión al sur del engolfamiento.

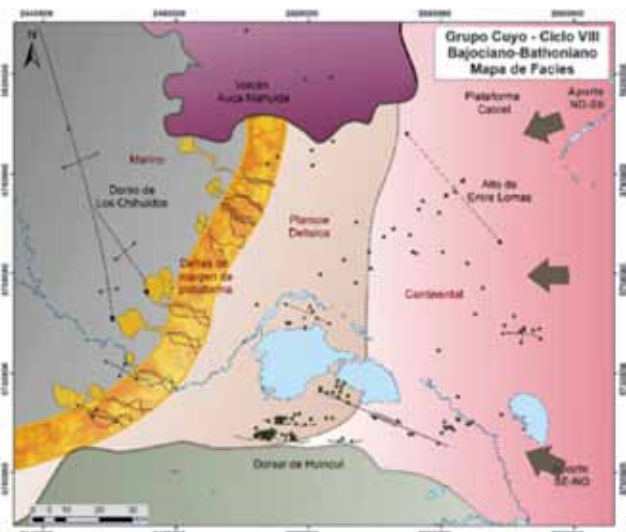
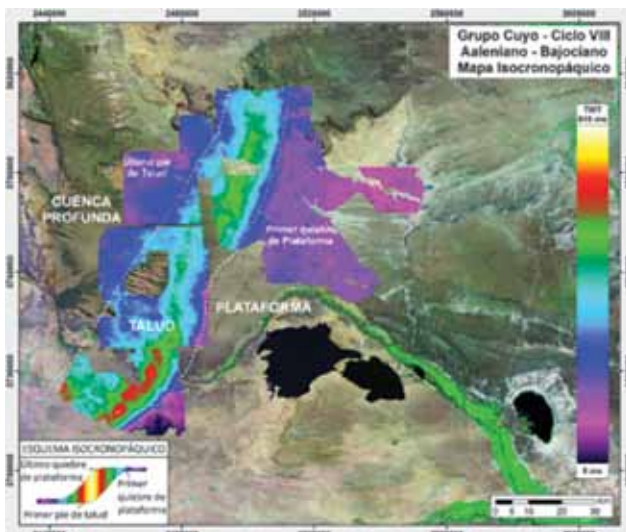


Figura 13. Mapas Ciclo VIII. La base del ciclo corresponde a la discordancia Intrabajociana, a partir de este momento se incrementa el aporte. Se observa un importante *bypass* de sedimentos hacia el fondo de la cuenca.

Ciclo VIII: Bajociano Tardío-Bathoniano

A escala regional, el sistema prograda en dirección NO-SE, en el sur las paleocorrientes se dirigen al NO, en tanto que al norte el sistema avanza en franca dirección E-O (Figura 13). El límite inferior del Ciclo VIII corresponde a la discordancia Intrabajociana, representada sísmicamente por importantes erosiones en la plataforma sobre el ciclo precedente a lo largo de toda su extensión Brinkworth *et al.*, (2017) (Figuras 16, 18, 19 y 20). El sistema prograda rápidamente evidenciado por el avance de los sistemas fluviales sobre las planicies deltaicas del ciclo anterior observado en los pozos de Borde Montuoso, Lindero Atravesado y Bajada del Palo.

Las trayectorias horizontales de los márgenes de plataforma al inicio del ciclo garantizan la presencia de deltas en los quiebres, además de estar documentados por los pozos ubicados al sur del Volcán Auca Mahuida, donde el apilamiento de barras de desembocadura genera *stacks* de hasta 260 m de espesor. Debido al alto aporte y la consecuente migración de los sistemas deltaicos a los márgenes de plataforma, se desa-

rollan espesos depósitos de lóbulos turbidíticos en el fondo de cuenca. Las morfologías lobulares fueron visualizadas a partir de extracciones de amplitud y descomposición espectral y los espesores calculados y comparados con los datos de afloramientos (Loss *et al.*, 2018).

Ciclo IX: Bathoniano y Ciclo X: Bathoniano Tardío - Calloviano Temprano

El mapa de facies Ciclo IX (Figura 14) muestra que se mantienen las direcciones de progradación del ciclo anterior con incremento de la tasa de progradación, probablemente relacionado con una disminución del espacio de acomodación (Figura 15). Las trayectorias horizontales de los quiebres permiten el desplazamiento de arenas hacia los márgenes y fondo de cuenca en forma de lóbulos turbidíticos.

El Ciclo X corresponde al relleno final de la cuenca, con menor espacio de acomodación al oeste del área. Las geometrías sísmicas muestran un sistema progradante con espacio de acomodación escaso para generar agradación en los sectores más proximales, donde hay erosión y retrabajo de los

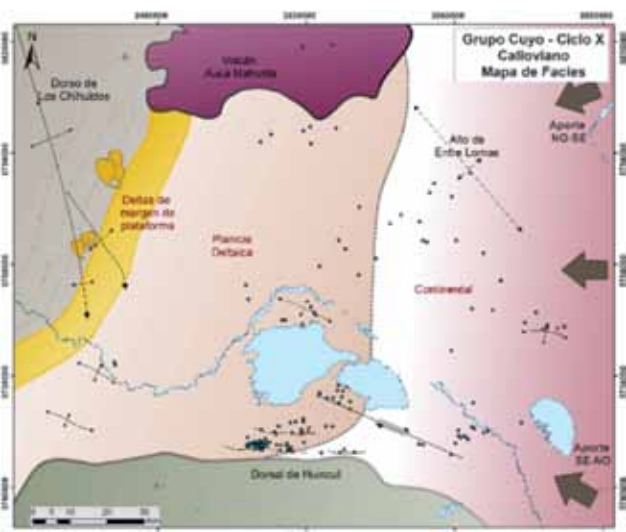
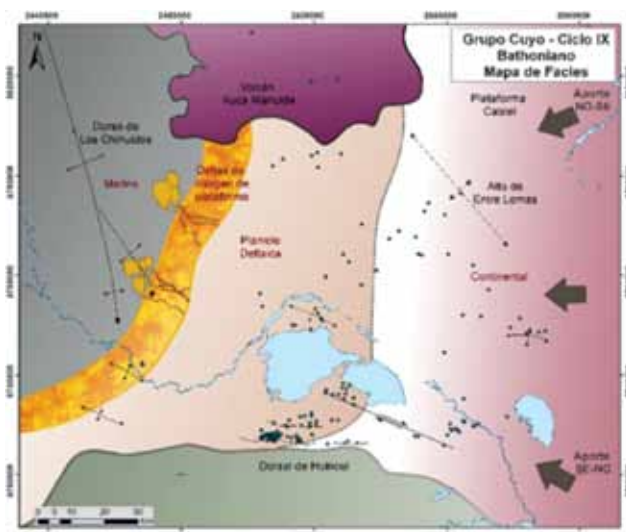


Figura 14. Mapas de facies Ciclo IX y X. Corresponde a la colmatación de la cuenca.

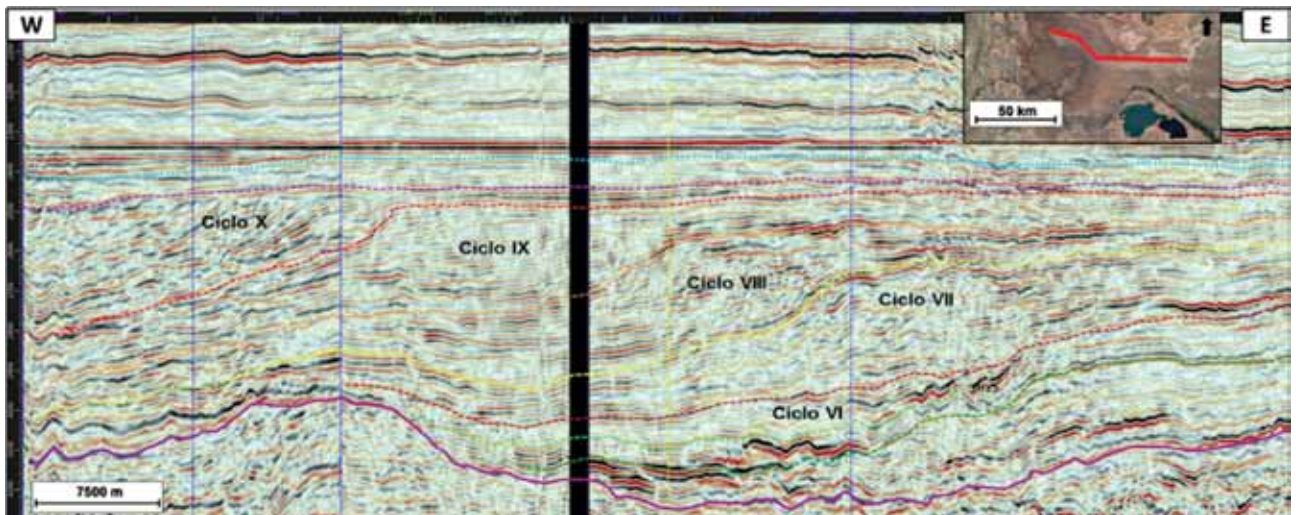


Figura 15. Línea sísmica mostrando la colmatación final de la cuenca al oeste de la zona de estudio.

sedimentos previamente depositados (Figuras 14 y 15).

Las imágenes sísmicas muestran la colmatación de la cuenca, la profundidad de agua disminuye posiblemente generándose *bypass* de sedimentos hacia zonas distales. El pozo AMCH.x-1 registra estos ciclos y se observa progradaciones principalmente margo-arcillosas. El complejo arenoso basal de este pozo probablemente corresponda a lóbulos turbidíticos de las primeras clinofomas del Ciclo X.

El ciclo posiblemente culmina con la Formación Tábanos hacia el oeste y norte del área de estudio siguiendo la definición clásica del Grupo Cuyo.

Secciones regionales

La geometría de la cuenca varía notablemente de sur a norte, se realizaron cuatro secciones que muestran estos cambios y cuya ubicación se muestra en la figura 1.

El sector sur muestra un mayor aporte sedimentario junto con una activa subsidencia (depocentro) durante la deposición del Grupo Cuyo. El sector norte, por el contrario, presenta poco aporte sedimentario, principalmente

para los ciclos iniciales, se visualiza un incremento en la tasa de sedimentación a partir del Aaleniano (Ciclo VII), momento en el que es activo el flanco este de la cuenca.

Las secciones norte y sur fueron presentadas en detalle en Brinkworth *et al.*, 2017. En este trabajo se incorporan secciones centrales que permiten visualizar la transición entre las secciones publicadas.

Sección Sur

En la sección sur (Figura 16) se observa el inicio del sistema con una geometría de rampa caracterizada por facies arenosas irregulares (Ciclo II), que evoluciona a un frente de aguas profundas y permite la deposición de un cortejo de mar bajo. Un aumento relativo del nivel del mar genera una transgresión con la consecuente migración de facies hacia el continente. Se observan deltas de plataforma interna perforados por los pozos de Lindero Atravesado Oriental, que presentan menores espesores y mayor intercalación de sedimentos finos (Ciclo III). En este intervalo se genera un *shift* del sistema al centro de la cuenca, el más importante de manera cualitativa durante la deposición del Grupo Cuyo (Figura 17a). A fines del Toarciano (Ci-

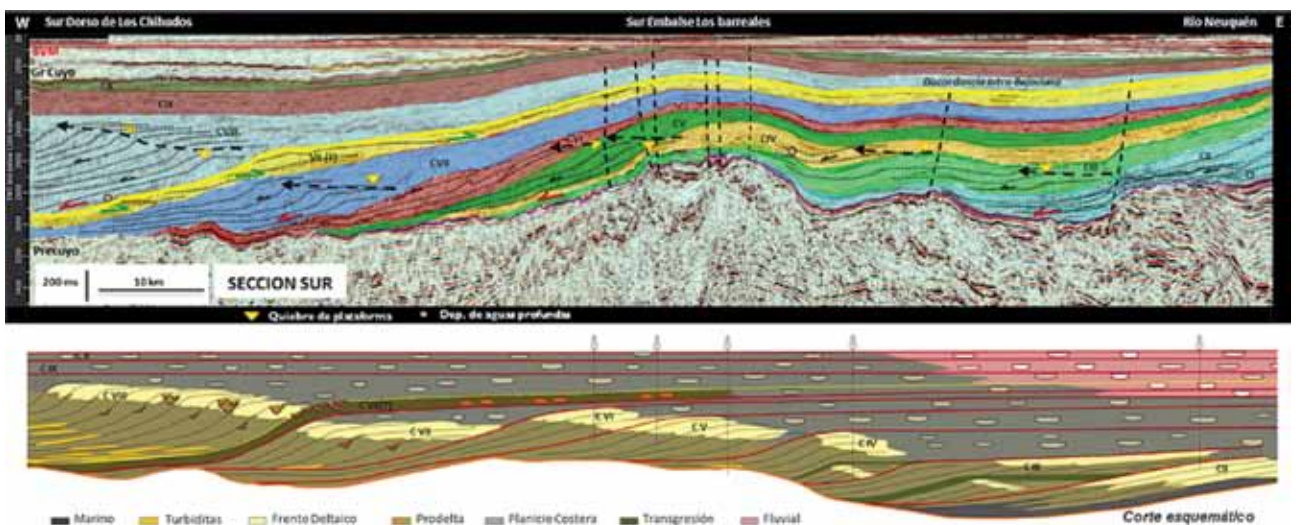


Figura 16. Sección Sur nivelada a la Base de Fm. Vaca Muerta. Interpretación sísmica y distribución de facies.

clo IV), se produce un descenso relativo del nivel del mar que se expresa como una cuña de margen de plataforma (*Lowstand*), con la generación de clinoforras que presenten un quiebre de plataforma bien definido con una altura promedio del orden de los 300 m. Los frentes deltaicos de este intervalo son perforados por los pozos de las áreas de Lindero Atravesado Occidental y El Cordón, lo que muestra que, en este sector, los deltas llegan a los quiebres de plataforma. A partir de este momento se configura un perfil de plataforma, talud y cuenca profunda y el sistema logra superar la estructura de Cupen Mahuida generando un frente mayor de aguas profundas (Ciclo V y VI).

En el Bajociano (Ciclo VII) se produce un descenso relativo del nivel del mar, desarrollándose un cortejo de mar bajo con trayectorias de quiebre de talud horizontales y erosiones en la base. Estas clinoforras iniciales son de menor altura que en el ciclo anterior, ya que el nivel de mar bajo persiste y una importante parte de la depositación ocurre en el fondo de cuenca. Luego se revierte la tendencia con trayectorias cóncavas ascendentes y agradación en el área proximal que permite que el margen de plataforma alcance alturas similares al ciclo precedente. Un cálculo de volumen de sedimentos depositados y preservados para este ciclo muestra un gran aumento para este período: llega a valores que duplican el ciclo anterior. Este incremento notable del aporte se observa tanto al norte como al sur probablemente relacionado a la activación de los bordes de cuenca.

A continuación, se produce un rápido aumento del espacio de acomodación el sur del área y corresponde a un estadio de inundación posiblemente relacionado con movimientos de la Dorsal de Huincul que continúa generando mayor espacio de acomodación en relación con el norte. Se produce una migración de las facies distales hacia áreas proximales representadas por *onlaps* sísmicos y litologías estuarino/mareales en los pozos de Cupen Mahuida, todos indicadores de un posible retroceso de la línea de costa.

El Ciclo VIII (Bajociano-Batoniano) se inicia sobre una superficie altamente erosiva con desarrollo de incisiones de gran magnitud en la plataforma asignadas a la discordancia Intrabajociana. A partir de este momento se registra el máximo aporte sedimentario durante la depositación del Grupo Cuyo que genera migración de las facies proximales al centro de cuenca (Figura 17a). Al mismo tiempo se produce un gran salto de facies en los sectores proximales y en grandes porciones de la cuenca se instalan depósitos continentales (Fm. Challaco o Punta Rosada) sobre los de plataforma (Fm. Lajas).

Las trayectorias de los márgenes de plataforma horizontales sumado a la presencia de incisiones en los quiebres de plataforma apunta a una alta probabilidad de lóbulos turbidíticos en el fondo de cuenca y consecuente disminución del alto de las clinoforras.

Los ciclos finales no muestran progradaciones en esta sección, se encuentran en facies de planicies deltaicas y fluviales en el sector occidental.

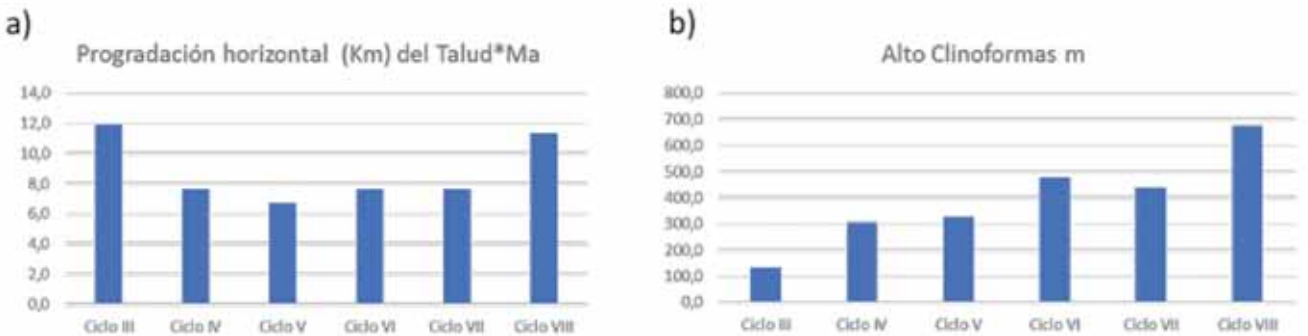


Figura 17. a) Avance del sistema progradante (km) por Ma. El Ciclo III presenta la mayor tasa de progradación hacia el centro de cuenca seguido por los Ciclos VIII y VII. b) Altura promedio de las clinoforras en m. Se puede ver en forma general un aumento progresivo de la altura. El valor del Ciclo VIII es un valor máximo promedio, ya que durante este ciclo las trayectorias de los quiebres de plataforma son planos con poca agradación en la plataforma, lo que provoca que el fondo de la cuenca se colmate. La tabla de valores absolutos de edades de cada ciclo figura en la figura 3c. La altura de clinoforra se calculó en función de las velocidades sísmicas corregidas para cada ciclo y se tomó el alto de cada sigmoide corrigiendo el buzamiento.

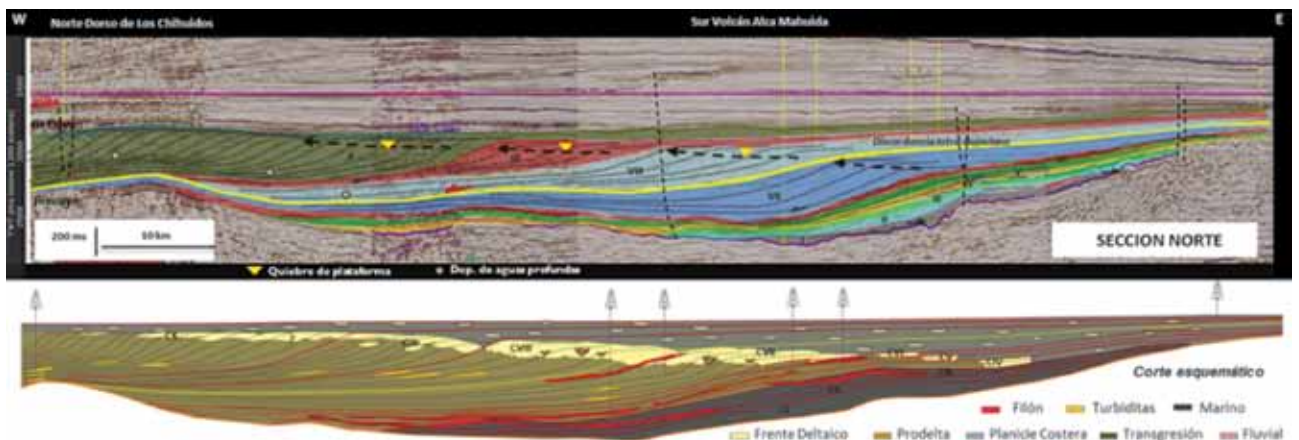


Figura 18. Sección Norte nivelada a la Base de Fm. Vaca Muerta. Interpretación sísmica y distribución de facies.

Sección norte

El sector norte se caracteriza por una altura de clinoforma menor que el sector sur, relacionado a un menor espacio de acomodación (menor tasa de subsidencia) y una tasa de aporte reducida por su distancia a la zona de aporte SE y con activación tardía del margen E.

La interpretación sísmica muestra geometría de rampa hasta el Ciclo VI y relaciones de *onlaps* sobre el borde este y depositación de facies distales hasta el Toarciano tardío. A partir de este momento se activa el margen oriental de la cuenca y el sistema comienza a progradar hacia el oeste (Figura 18). Para el Aaleniano – Bajociano se configura un margen de plataforma definido con trayectorias horizontales y desarrollo de incisiones en la plataforma y depósitos de lóbulos turbidíticos en los segmentos distales (Ciclo VII).

Al igual que en la Sección Sur, aunque en menor magnitud, se produce un desplazamiento del cinturón de facies hacia la cuenca (Ciclo VIII - discordancia Intrabajociana) con desarrollo de incisiones y *bypass* en la plataforma.

Luego se observa un descenso relativo del nivel del mar y trayectorias de quiebre de talud ascendentes que se vuelven rectas generando agradación en el fondo de cuenca y produciendo una rápida colmatación, que hacia el Bantoniano tardío - Calloviano temprano responde al relleno final de la cuenca, con menor espacio de acomodación al oeste del área. Las geometrías sísmicas muestran un sistema progradante con poco espacio de acomodación, erosión y retrabajo de las capas previamente depositadas. La mayor parte de la sedimentación clástica no puede ser retenida y migra hacia el fondo de la cuenca, reforzando aún más la colmatación. El Dorso de los Chihuidos actuó como un elemento positivo al oeste de la cuenca generando una zona de depósitos turbidíticos confinados a partir del Ciclo VII.

Sección Centro Sur

La sección atraviesa un alto estructural relativo (alto fondo), modificando las geometrías del sistema progradante y con menor altura de clinoformas respecto de la Sección Sur.

Los ciclos inferiores presentan geometrías de rampa de bajo ángulo; a partir del Ciclo IV comienza a configurarse

un quiebre de plataforma definido relacionado al aporte del flanco oriental de la cuenca.

A partir del Toarciano tardío (Ciclo V), se observan facies fluviales en zonas proximales, los pozos someros del borde de cuenca muestran facies continentales para el intervalo temporal. La altura de las progradaciones disminuye y tiende a adquirirse una geometría intermedia entre rampa y talud (Figura 19). A partir de este momento se observa en el Ciclo VI un *shift* de los quiebres de talud respecto del ciclo anterior. La tendencia progradante del sistema permite superar el alto fondo de La Calera y desarrollar un frente de aguas profundas definido, con mayor altura de clinoformas.

Un descenso del nivel del mar relacionado al inicio de una la activación de los bordes de cuenca y consecuente aumento del aporte sedimentario desde el borde oriental se produce respecto de los ciclos anteriores evidenciado por una ligera rotación de los taludes (Ciclo VII). Se observan incisiones a la base del intervalo vinculadas con erosión y *bypass* sedimentario en la plataforma y un incremento del espacio de acomodación con trayectorias ascendentes y agradación en la plataforma y en la cuenca profunda. La discordancia Intrabajociana al igual que en las otras secciones está caracterizada por profundas erosiones identificadas en sísmica. La trayectoria de los quiebres de talud es rectilínea a ligeramente ascendente lo que genera numerosas geoformas canalizadas en las clinoformas de menor jerarquía.

En los ciclos superiores los frentes deltaicos llegan a los quiebres de plataforma, debido al alto aporte sedimentario y el ancho de plataforma reducido (menor a 15 km), se observa una importante agradación del fondo de cuenca con presencia de depósitos turbidíticos.

Sección Centro Norte

En la sección Centro Norte los ciclos inferiores muestran facies distales, debido a que el borde este de la cuenca no es activo y el aporte proviene del SE. El Ciclo IV presenta configuración de rampa y se mantiene hasta el Toarciano tardío. Los pozos profundos de Borde Montuoso y Bajada del Palo muestran el desplazamiento de facies a partir del Bajociano tardío (Ciclo VIII) donde facies fluviales progradan sobre las de planicie deltaica. Puede observarse

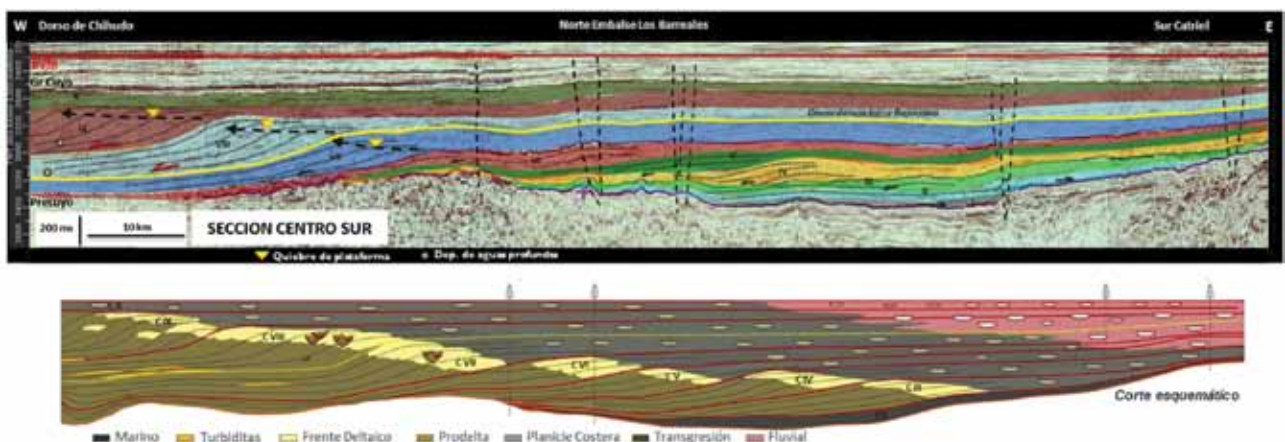


Figura 19. Sección Centro Sur nivelada a la Base de Fm. Vaca Muerta. Interpretación sísmica y distribución de facies.

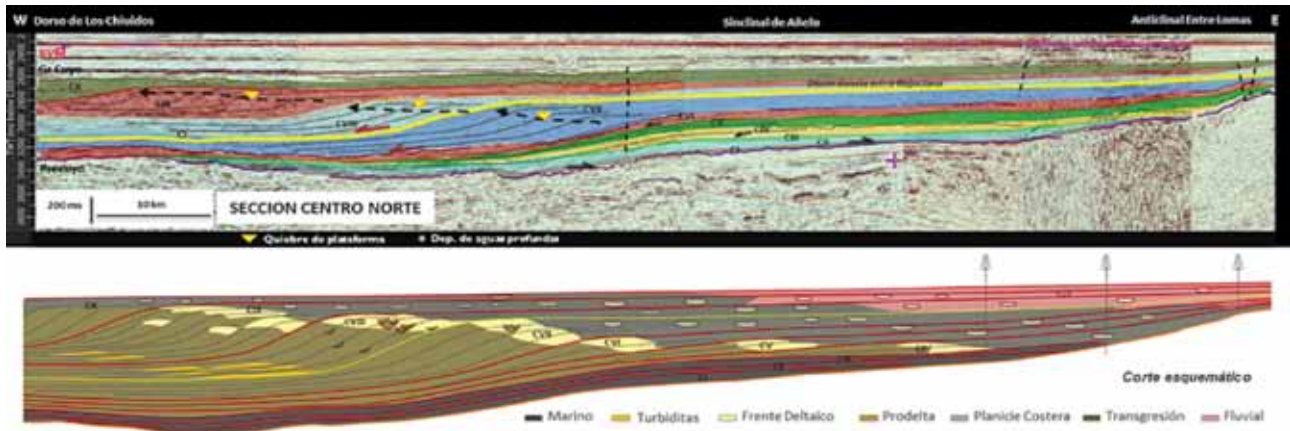


Figura 20. Sección Centro Norte nivelada a la Base de Fm. Vaca Muerta. Interpretación sísmica y distribución de facies.

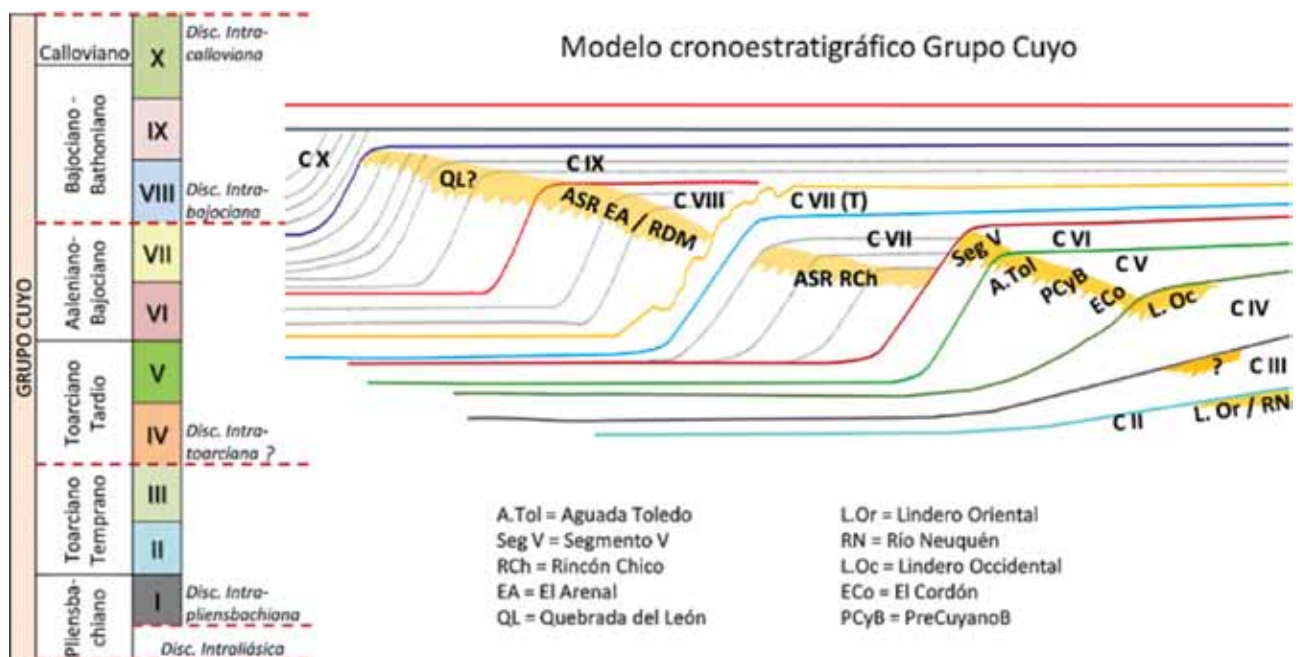


Figura 21. Esquema simplificado del modelo cronoestratigráfico. El color amarillo representa las arenas basales en cada uno de los pozos/yacimientos perforados.

la rápida disminución del espacio de acomodación en los ciclos superiores, la presencia de *lowstands* y el amplio desarrollo de lóbulos turbidíticos en las porciones distales.

La figura 21 muestra una síntesis esquemática del modelo geológico aquí presentado donde se evidencia la posición cronoestratigráfica de las arenas basales de la Fm. Lajas. Es claro el carácter diacrónico de dicha formación, ya que la misma corresponde a una definición litoestratigráfica (al igual que las formaciones Los Molles, Punta Rosada y Challaco). El esquema puede ser utilizado rápidamente para ubicar las arenas basales de los principales yacimientos y pozos que atraviesan el Grupo Cuyo.

Resultados y conclusiones

Se reconstruyó la evolución paleoambiental del relleno inicial de la Cuenca Neuquina, como un sistema pro-

gradante, integrado por diez ciclos depositacionales. Cada ciclo implica variaciones laterales desde ambientes continentales a marinos profundos.

La discordancia Intrabajociana, resultado de una caída relativa del nivel del mar, se evidencia por notables erosiones, migraciones de los quiebres de plataforma y por un importante incremento del aporte sedimentario.

Se finalizó la interpretación detallada en Brinkworth *et al.*, (2017) con la incorporación de los ciclos que representan la colmatación de la cuenca y un ciclo inicial que corresponde a los primeros estadios del Grupo Cuyo.

El estudio integral de las geometrías sísmicas, el control bioestratigráfico y las dataciones U-Pb en circones detríticos permitieron mejorar la calibración temporal del relleno del Grupo Cuyo.

Los mapas de facies representan la probabilidad de encontrar una determinada asociación de facies para cada intervalo temporal junto a cuatro secciones regionales que

muestran con mayor detalle la evolución del sistema.

La distribución de facies para cada intervalo temporal en conjunto con la evolución tectono-sedimentaria permite identificar oportunidades exploratorias y de avanzada.

Referencias Citadas

- Angelozzi, G., 1988. "Nanofósiles Toarcianos en la Formación Los Molles del perfil Picún-Leufú, Cuenca del Neuquén. República Argentina". 4° Congreso Argentino de Paleontología y Bioestratigrafía Actas 3: 137-144. Mendoza.
- Ballent, S. C., 1997. "Lenticulina quenstedti (Gümbel) (Protista-Foraminifera) from the Middle Jurassic of Western Argentina". *Ameghiniana* 34: 453-460.
- Bettini, F. H., 1984. Pautas sobre cronología estructural en el área del cerro Lotena, cerro Granito y su implicancia en el significado de la Dorsal del Neuquén, provincia del Neuquén, IX Congreso Geológico Actas II: 342-361, Bariloche.
- Bown, P. R., Cooper, M.K.E. y Lord, A. R., 1988. A calcareous nanofossil biozonation scheme from the early to mid Mesozoic. *Newsletter on Stratigraphy*, 20: 94-114.
- Brinkworth, W., Vocaturro, G., Loss, L. Giunta, D., Mortaloni, E. y Massaferro, J. L., 2017. "Integración regional de subsuelo orientado a la exploración y desarrollo de Grupo Cuyo, Cuenca Neuquina". XX Congreso Geológico Argentino. Tucumán.
- Dellape, D. A., Mombro, C., Pando, G. A., Riccardi, A. C., Uliana, M. A., y Westermann, G. E. G., 1979. Edad y correlación de la formación Tábanos en Chacay Melehue y otras localidades de Neuquén y Mendoza. Con consideración sobre la distribución y significado. *Obra del Centenario del Museo de la Plata* V:81-105.
- Gulisano, C. A., Gutiérrez Pliemling A. y Digregorio, R. E., 1984. "Análisis estratigráfico del intervalo Tithoniano - Valanginiano (Formaciones Vaca Muerta-Quintuco y Mulichinco) en el suroeste de la provincia del Neuquén". Actas 9° Congreso Geológico Argentino, 1: 221-235. Buenos Aires.
- Gulisano, C. A. y Hinterwimmer, G., 1986. Facies deltaicas del Jurásico medio en el oeste de Neuquén. *Boletín de Informaciones Petroleras*, 3ª Epoca, III (8): 2-31.
- Gulisano, C. y Gutiérrez Pliemling, A., 1995. Field guide: The Jurassic of the Neuquén Basin. a) Neuquén province. *Asociación Geológica Argentina*, Serie E, 2: 1-111, Buenos Aires.
- Hallam, A., 1991. "Relative importance of regional tectonics and eustasy for the Mesozoic of the Andes". En D. I. M. MacDonald (Ed.), *Sedimentation, tectonics and eustasy. Sea level changes at active margins. Special Publication of the International Association of Sedimentologists*, 12: 189-200.
- Helland Hansen, W., Steel R. J., Somme T., 2012. Shelf genesis revisited. *Journal of Sedimentary Research*. Vol.: 82: 133-148
- Legarreta, L. y Gulisano, C., 1989. Análisis estratigráfico secuencial de la Cuenca Neuquina (Triásico superior - Terciario inferior), Argentina. En Chebli, G. A. y L. A. Spalletti (Eds.): *Cuencas Sedimentarias Argentinas. Serie Correlación Geológica*, 6:221-243, San Miguel de Tucumán.
- Limeres, M., 1996. Sequence stratigraphy of the Lower - Middle Jurassic in southern Neuquén: implicance for unravelling synsedimentary tectonics along the Huincul wrench system. En Riccardi, A.C. (Ed.): *Advances in Jurassic Research. Georesearch Forum*, 1-2:275-284. Zurich.
- Loss, M., Brinkworth, W., Vocaturro, G., Sanchez, D., Mortaloni, E., Olariu, C. y Steel, R., 2018. "Shelf edge deltas, canyon systems and turbidites in the Cuyo group: plays definition from regional seismostratigraphic interpretation with support of analogous outcrops". X Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Mendoza, 2018. En prensa.
- Mosquera, A., 2002. "Inversión tectónica jurásico inferior en el sector central de la Dorsal de Huincul, Área Los Batos". IV Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Mar del Plata, 2002.
- Naipauer M., 2017. Servicios en separación, análisis de procedencia y edades U-Pb en circones detríticos de unidades sedimentarias de la cuenca Neuquina: "ARENISCAS DEL GRUPO CUYO" Informe IV - POZO YPF-Nqn-Laj-112. Informe Interno, YPF.
- Paim, P. S. G., Silveira A. S., Lavina, E. L. C., Faccini, U. F. y Leanza, H. A., Teixeira de Oliveira J.M.M. y D'Avila, R.S.F., 2008. High resolution stratigraphy and gravity flow deposits in the Los Molles Formation (Cuyo Group - Jurassic) at the La Jardinera region, Neuquén Basin. *Revista de la Asociación Geológica Argentina*. Simposio Jurásico de América del Sur. 63(4): 728-753. Buenos Aires.
- Paim, P. S. G., Lavina, E. L. C., Faccini, U. F., Da Silveira, A. S., Leanza, H. y D'Avila, R. S. F., 2011. Fluvial-derived turbidites in the Los Molles Formation (Jurassic of the Neuquén Basin): Initiation, transport, and deposition, in R. M. Slatt and C. Zavala, eds., *Sediment transfer from shelf to deep water, Revisiting the delivery system: AAPG Studies in Geology* 61, p. 95-116.
- Riccardi, A. C., 1984. Las asociaciones de amonitas del Jurásico y Cretácico de la Argentina. 9 Congreso Geológico Argentino, Actas 4: 559- 595.
- Schiuma, M., Rodríguez, E., Tortora L. y Llambias, R., 2011. "Depósitos de origen volcánico en el yacimiento Cupen Mahuida, Cuenca Neuquina, Argentina". VII Congreso de Exploración y Desarrollo de hidrocarburos. IAPG, 147-167.
- Steel, R., 2017. Estudios de Afloramiento zona Arroyo La Jardinera. Reporte Interno YPF.
- Veiga G. D., 2002. Evolución paleogeográfica y paleoambiental de los depósitos continentales del Jurásico Medio en el sector austral de la Cuenca Neuquina, República Argentina. *Asociación Argentina de Sedimentología Revista* (2002), vol. 9 Nº 1: 83-108.
- Vergani, G. D., Tankard, A. J., Bellotti H. J. y Welsink, H. J., 1995. "Tectonic evolution and paleogeography of the Neuquén Basin, Argentina. En A.J. Tankard, R. Suarez y H.J. Welsink (Eds.), *Petroleum Basin of South America*". *American Association of Petroleum Geologist Memoir* 62: 383-402.
- Vergani, G., 2002. Control estructural de la sedimentación jurásica (Grupo Cuyo) en la Dorsal de Huincul. informe inédito, Repsol - YPF.
- Zavala, C. A., 1996a. "Sequence stratigraphy in continental to marine transitions. An example from the middle Jurassic Cuyo Group, South Neuquen Basin, Argentina". En A. C. Riccardi (Ed.), *Advances in Jurassic Research. GeoResearch Forum* 1-2: 285-294.
- Zavala, C. A., 1996b. "High resolution sequence stratigraphy in the middle Jurassic Cuyo Group, South Neuquen Basin, Argentina". En A. C. Riccardi (Ed.), *Advances in Jurassic Research. GeoResearch Forum* 1-2: 295-304.



iAPG

**Cursos
Online**

Los cursos se desarrollan bajo la modalidad online, a través de la plataforma de cursos de **IAPG Online**. La misma se encuentra disponible 7x24, es decir **los 7 días de la semana las 24 h.** posibilitando el acceso en cualquier hora del día según la disposición del participante.

Esta forma de trabajo, **personalizada y adaptada** a las necesidades y posibilidades de cada participante garantiza un aprendizaje efectivo con herramientas sumamente fáciles de utilizar

Registros de Pozo

Instructor: Alberto Khatchikian

Los dos cursos están estructurados en módulos independientes que pueden ser completados entre 3 a 5 horas cada uno e incluyen trabajos prácticos. Se explica en cada registro primero el principio de funcionamiento y luego la aplicación a la evaluación de formaciones. Cada nivel tiene contenidos, objetivos y destinatarios específicos.

Registros de Pozo I

Curso Básico

Al completar este nivel los profesiones y técnicos de la industria serán capaces de leer correctamente un registro y hacer una evaluación rápida del potencial de un pozo.

Asimismo, los jóvenes profesionales podrán familiarizarse con los registros de pozo abierto y su uso en la evaluación de formaciones.

Registros de Pozo II

Curso Avanzado

Este curso es complementario del nivel básico y está dirigido a profesionales y técnicos que utilizan registros de pozo en las etapas de exploración, desarrollo y workover.

Incluye registros no vistos y se explican los fundamentos de la Evaluación de Formaciones con registros de pozo abierto y entubado y control de calidad de los mismos, como etapa previa a la evaluación.

Para más información: cursos@iapg.org.ar



Análisis sismoestratigráfico de la Formación Vaca Muerta en el área Loma Jarillosa Este, Cuenca Neuquina

Por **Marina Garrone** (Universidad Nacional del Comahue)

Este trabajo fue galardonado con el Premio del Programa de Estudiantes en el 10º Congreso de Exploración y Desarrollo del IAPG, realizado en 2018 en la ciudad de Mendoza.

Este trabajo está enfocado en la descripción, el análisis y la comprensión de los procesos geológicos que generaron la variabilidad de facies dentro de la Fm. Vaca Muerta, en el área Loma Jarillosa Este, con herramientas como la Interpretación Sísmica y la aplicación de los principios de estratigrafía secuencial.

Introducción

La Cuenca Neuquina se ubica en el centro oeste argentino, abarca casi toda la extensión de la Provincia de Neuquén, el sector occidental de la Provincia de Río Negro y La Pampa y la zona suroccidental de la provincia de Mendoza. Su relleno está constituido por 7.000 m de sedimentos Jurásicos y Cretácicos, que conforman una secuencia cíclica de depósitos marinos intercalados con etapas de continentalización. (Arregui *et al.*, 2011).

En los últimos años, en esta cuenca productora de gas y petróleo, se comenzaron a desarrollar yacimientos No Convencionales, con el objetivo de explotar la Fm. Vaca Muerta, roca madre clásica de la cuenca. Esta unidad fue descrita por Weaver (1931), quien la definió como margas bituminosas del Tithoniano (Jurásico tardío), está compuesta por lutitas bituminosas oscuras, margas y calizas, que fueron depositadas por una ingresión marina proveniente desde el océano paleopacífico entre el Tithoniano temprano hasta el Valanginiano temprano (Legarreta y Uliana, 1991). La formación está ampliamente distribuida ocupando un área de 120.000 km² (Leanza *et al.*, 1977; Uliana *et al.*, 1977) y es considerada la mejor roca madre, ya que es la fuente que generó el 75% de los hidrocarburos descubiertos en el país (Uliana *et al.*, 1999).

Marco geológico

La formación de la cubeta que dio lugar a la Cuenca Neuquina está relacionada con la fragmentación de Gondwana durante el Triásico-Jurásico inferior, donde se formaron depocentros aislados que fueron ocupados por sedimentos volcanoclásticos del Ciclo Precuyano. Luego durante el Jurásico-Cretácico inferior se formó un margen convergente al oeste de la cubeta, conformado por la placa oceánica del proto-océano Pacífico y la placa continental del occidente de Gondwana, a partir de entonces se empezó a formar un arco volcánico y la cubeta entró en un estadio de sag lo que generó espacio que fue ocupado por ciclos que comenzaron con ingresiones marinas procedentes del océano Pacífico y su posterior continentalización y desecación, estos ciclos comprenden el Grupo Cuyo, Lotena y Mendoza. En esta etapa la Cuenca Neuquina se puede clasificar como una cuenca de trasarco. A los 100 Ma. la placa de subducción se horizontalizó generando compresión y formando un frente orogénico en el Cenomaniano, que desconectó al engolfamiento neuquino del océano Pacífico, cuya evidencia reside en los depósitos del Grupo Bajada del Agrio, que constan de depósitos clásticos y evaporíticos. Este frente orogénico a fines del Cretácico conformó la Cordillera de los Andes, lo que generó una pendiente de la cuenca hacia al Este y además aportó sedimentos que luego formaron parte los depósitos fluviales del Grupo Neuquén. Durante el Campaniano-Paleoceno, se depositó el Grupo Malargüe, su depositación estuvo controlada por la tectónica del Cretácico tardío, que generó el cambio de pendiente hacia el este y permitió una ingresión marina desde el océano Atlántico. En esta etapa, la Cuenca Neuquina paso de una cuenca de retroarco a una cuenca de antepaís, y recibió aporte sedimentario mayoritariamente desde el oeste.

Objetivo

Este trabajo estuvo enfocado en la descripción las variaciones litogenéticas y evolución de la Fm. Vaca Muerta, en el área Loma Jarillosa Este. Utilizó la herramienta de interpretación sísmica y estratigrafía secuencial, y contó con el volumen sísmico de esa área y cuatro pozos con sus respectivos perfiles, otorgados por la Subsecretaría de Minería e Hidrocarburos de la provincia del Neuquén

Área de estudio: se trata de Loma Jarillosa Este, que se encuentra aproximadamente a 100 km al norte de la ciudad de Neuquén y a 20 km de la localidad San Patricio del Chañar. Abarca un total de 66,1 Km² dentro de la Cuenca Neuquina en el sector oriental del bajo de Añelo y continúa en el Flanco oriental del Engolfamiento (Mapa 1).



Mapa 1. Área de estudio, Loma Jarillosa Este.

Marco estratigráfico

La Fm. Vaca Muerta fue definida por Weaver (1931) como margas bituminosas del Tithoniano. Su denominación actual fue propuesta por Fosa Mancini *et al.* (1938). Está compuesta por lutitas bituminosas oscuras, margas y calizas, depositadas en respuesta a una transgresión marina rápida y generalizada, proveniente del océano Pacífico, como consecuencia de una fase tectónica de relajación compresional (Legarreta y Uliana, 1991). Esta unidad forma parte del Grupo Mendoza inferior, comprendido entre la Discordancia Intramálmica e Intravalanginiana, compuesto por la Fm. Tordillo y equivalentes, las formaciones Vaca Muerta, Carrín Curá, Picún Leufú, Bajada Colorada y Quintuco. Mitchum y Uliana (1982,1985) integraron toda la información de subsuelo disponible y distinguieron

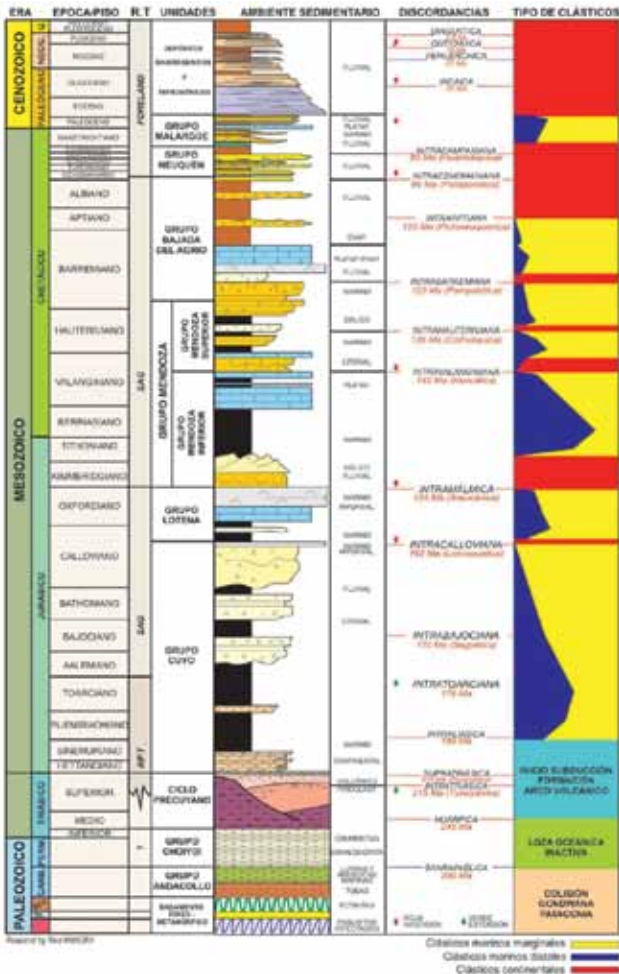


Figura 1. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca Neuquina. Extraída de Arregui et al., 2011.

ocho secuencias depositacionales dentro del Tithoniano-Valanginiano temprano, en el sentido de Vail *et al.* (1977). La secuencia basal representa la máxima transgresión, sobre la cual se desarrollan progradaciones, desde el sector austral hacia el norte. Gulisano (1984) también describió ocho secuencias depositacionales (A1-A8) para el mismo intervalo de tiempo, que muestran una tendencia progradacional de sur a norte, con migración del margen de plataforma hacia el centro de la cuenca, reduciéndose el área de la sedimentación profunda. En un trabajo reciente, llamado Transecta regional de la Fm. Vaca Muerta (González *et al.*, 2016) se construyó un modelo estratigráfico integrado, construido a partir del análisis sismoestratigráfico de tres transectas. En este modelo se dividió al intervalo Tithoniano-Valanginiano en seis unidades sísmicas, subdivididas por horizontos prospectivos, que dio como resultados doce intervalos sísmicos (Figura 2).

Marco estructural

Esta área ha sido caracterizada como un flanco de una cuenca de *rift*, que luego fue afectada por subsidencia térmica, teniendo como eje al Bajo de Añelo rasgo que con-

troló la subsidencia entre el Jurásico temprano y al menos el Paleógeno. Se reconocen en la etapa de subsidencia terminal dos etapas, una inicial que abarcó hasta el Jurásico superior (Kimmeridgiano), durante la cual la sedimentación se concentró al sur del río Colorado, y una posterior que se extiende aproximadamente hasta el Paleógeno. Esta subsidencia térmica fue más generalizada y produjo el traslape de los sedimentos hasta el borde de cuenca. De esta forma, los sedimentos pre-cretácicos presentan un fuerte acuñaamiento en la zona del río Colorado en coincidencia con una zona de *hinge* que divide a la plataforma en dos sectores, uno sudoccidental que posee mayor inclinación de la discordancia *rift-sag*, y uno nororiental con un gradiente mucho menor. El sector más interno tiene una proporción mucho mayor de sedimentos de *sag*, mientras que al NE del *hinge* esta situación se invierte: el espesor del relleno de *rift* es mayor en comparación con el de *sag* (Pangaro, 2011). Otros autores proponen al Bajo de Añelo y parte del Flanco Oriental como una cuenca de antepaís (Mosquera y Ramos, 2006) que habría evolucionado desde el Cretácico en respuesta al apilamiento tectónico en la faja plegada.

El modelo estructural formado durante el Ciclo Precuciano condicionó y condiciona el modelo estructural actual. Cristallini (2009) definió, para la parte oriental de la cuenca, dos poblaciones bien marcadas de fallas pertenecientes al Precuciano: una población compuesta por fallas con direcciones azimutales superiores a 130°, en general acomodan grábenes y hemigrábenes profundos y de mayores dimensiones; y una población compuesta por fallas con direcciones azimutales inferiores a los 110°, las cuales generan cuencas más pequeñas y menos profundas. Estas dos direcciones son producto de la extensión en un sistema de *rift* oblicuo donde el borde del *rift* está dispuesto oblicuamente a la dirección de extensión. En este caso, los sistemas de fallas noroeste (Entre Lomas, Estancia Vieja) serían paralelos al borde del *rift*, mientras que los de orientación oeste-noroeste serían ortogonales a la dirección de extensión (Bechis, 2009). En la región del engolfamiento, las estructuras precucianas presentan pequeñas reactivaciones jurásico-cretácicas que implican la propagación de una o varias fallas normales y la proliferación de fracturamiento tensional. Estas reactivaciones se pueden dividir en dos grupos, uno de ellos (reactivación tipo Entre Lomas o paralela) las fallas normales jurásico-cretácicas se desarrollan paralelas a las estructuras precucianas. Este caso se da sobre fallas precucianas de orientación noroeste. El otro grupo corresponde a las reactivaciones tipo Bandurria (o en echelón), en el que las fallas jurásico-cretácicas se disponen en echelón sobre las precucianas que tienen dirección oeste-noroeste. En ambos casos, las fracturas jurásico-cretácicas tienen la misma dirección noroeste. El mecanismo de subsidencia diferencial puede explicar muy bien la disposición en corte de las fallas normales jurásico-cretácicas concentradas sobre las precucianas. Sin embargo, subsiste un problema en su disposición en planta, especialmente para explicar la geometría escalonada (en echelón) que presentan en algunos casos. Este hecho es explicado por la superposición de un campo de esfuerzos regional durante el Jurásico superior y Cretácico inferior, en que el esfuerzo principal máximo (σ_1) estuvo en la vertical, el intermedio (σ_2) en la dirección noroeste y el mínimo (σ_3) en la

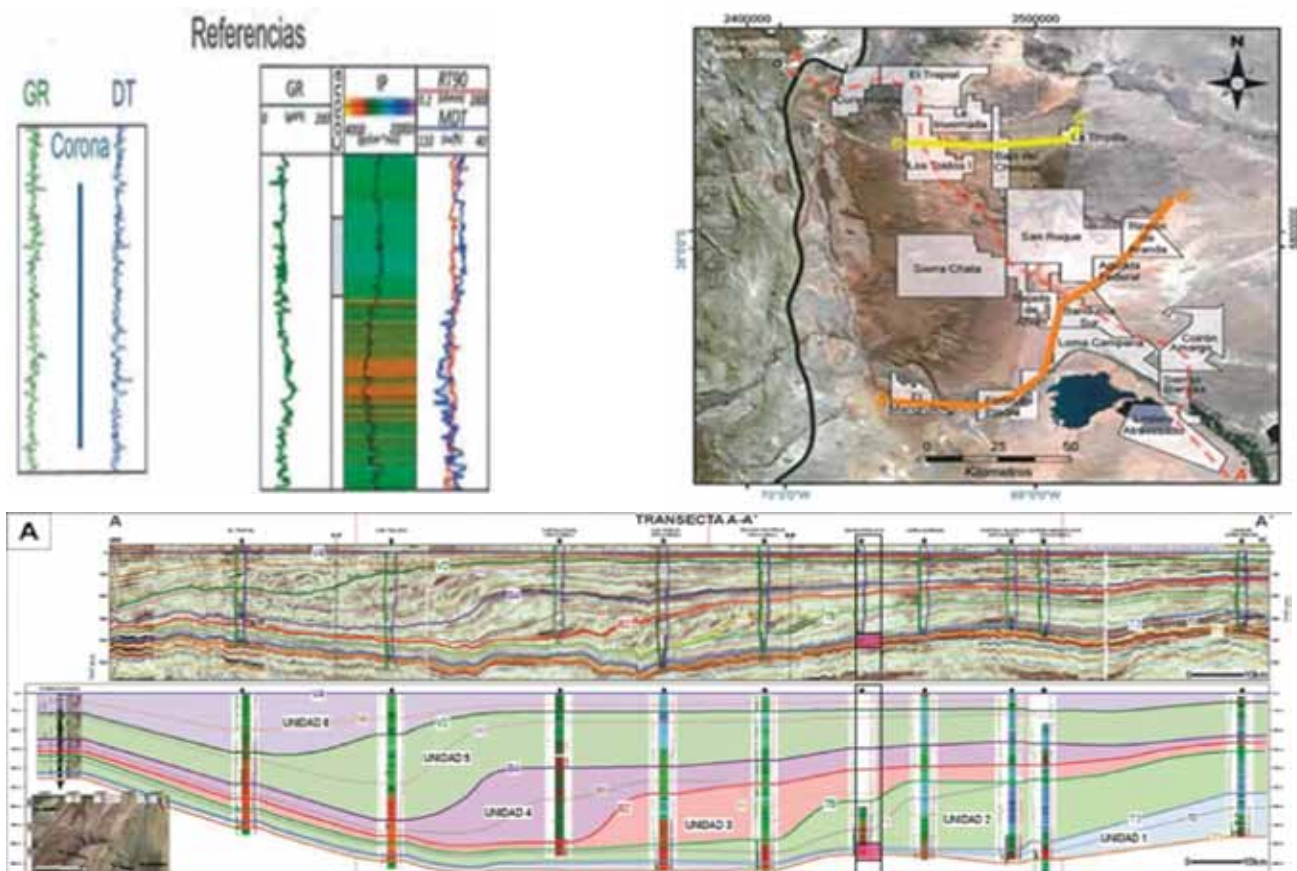


Figura 2 Transecta regional de las formaciones Vaca Muerta y Quintuco. Extraído de González *et al.*, 2016.

dirección noreste, y un campo local producido por la subsidencia diferencial. El primero controló las direcciones y, el segundo, los agrupamientos de fallas (Cristallini 2009).

Metodología

Se realizó una recopilación y una revisión bibliográfica de los antecedentes de estudio de la Fm. Vaca Muerta y de la información brindada por subsecretaría.

Con un software como herramienta se combinó el dato sísmico 3D del área Loma Jarillosa Este con los perfiles de pozos que se encuentran dentro del área. Para atar la sísmica con los pozos se debió rotar la fase del volumen sísmico -70° , de esta manera los pozos quedaron con una diferencia aproximada de $\pm 20^\circ$ respecto de la sísmica, debido a que el volumen sísmico no contiene fase constante. También se calculó la resolución vertical del dato sísmico en el intervalo de estudio.

Cuando los pozos se ataron a la sísmica con sus correspondientes perfiles, se interpretaron reflectores sísmicos de importancia: Tope del Mb. Catriel, Tope estimativo de la transición entre la Fm. Vaca Muerta y Quintuco y Tope de la Fm. Quintuco. Luego se interpretaron diferentes intervalos dentro de la Fm. Vaca Muerta, y se realizaron correlaciones entre pozos con los registros de Gamma Ray, SP, Sónico, Densidad y el cruce de Passey (sónico y resistividad). Los reflectores sísmicos interpretados fueron

propagados en el volumen sísmico con una herramienta del software llamada eztracker, que realiza una especie de interpolado teniendo en cuenta el dato sísmico.

Posteriormente, se interpretaron las fallas visibles en el cubo con el atributo de discontinuidad. También se construyeron crossplot entre los datos de GR e impedancia acústica de cada pozo, con el objetivo de hallar alguna correlación entre ellos. Luego se realizaron mapas isócronos, isocronopáquicos y de amplitud RMS de las secciones importantes y amplitud instantánea de cada intervalo.

Por último, se realizó un análisis detallado de la correlación de pozos con hincapié en la curva de nivel de base (transgresión-regresión), y se relacionó con los mapas de atributos sísmicos.

Resultados

Resolución vertical

Es el espesor mínimo de una capa, en la cual las reflexiones provenientes de su tope y de su base pueden ser distinguidas, además refleja el espesor real de las capas. El criterio de Rayleigh establece que el límite de resolución es de un $\frac{1}{4}$ de la longitud de onda dominante (Sheriff, 1997).

$$RV = \frac{\lambda}{4} = \frac{v}{4F}$$

$$RV = \frac{4000 \text{ ms/m}}{4 \cdot 33\text{Hz}} = 30,3 \text{ m}$$

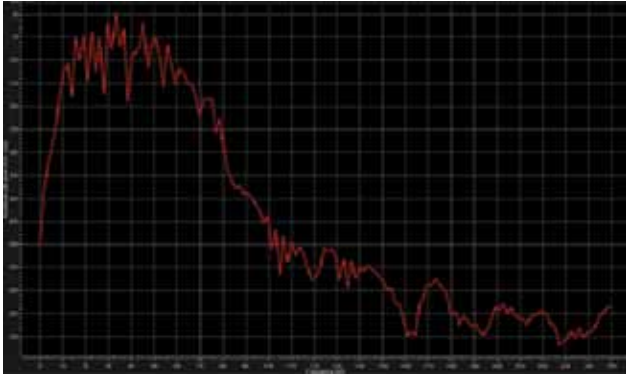


Figura 3. Gráfico de las frecuencias y las amplitudes del volumen sísmico.

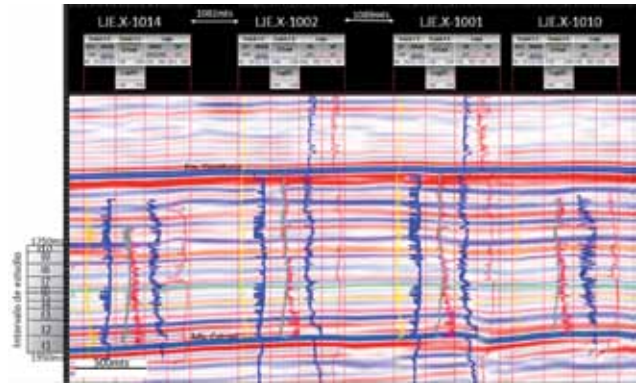


Figura 4. Sección sísmica con los pozos atados y sus respectivos registros de pozo.

Interpretación estructural

En nuestro intervalo de estudio todas las fallas se presentan con una orientación NO-SE, se pueden agrupar en tres zonas: norte, centro-este y sur del bloque.

En el sector norte las fallas tienen un rumbo NO y son normales, las que se encuentran hacia el suroeste buzanan hacia el NE y las que están hacia el noreste buzanan hacia el SO, formando una estructura en flor negativa, indicativa de un contexto transtensional. En el sector centro-este las fallas son de tipo normales, tienen la misma orientación y todas buzanan hacia el SO, con una disposición casi vertical. En el sector sur se presenta un conjunto de fallas normales de rumbo NO, con buzamiento hacia el NE. La mayoría de las fallas inician en el basamento y se propagan hasta el tope de Mb. Catriel y algunas pocas llegan a afectar el tope de la Fm. Quintuco, por lo que la deformación estructural cambia a lo largo del intervalo de estudio de este trabajo. En la base del intervalo, es decir al tope del Mb. Catriel (Mapa 2), la deformación es más fuerte, las fallas presentan un rechazo aproximado de 20 ms en el sector norte y centro-oeste, y de 15 ms en el sector sur. En cambio, en el tope del intervalo, la deformación es menor (Mapa 3), las fallas más importantes mantienen un rechazo aproximado de 12 ms y el resto de 5 ms.

Registros de pozo

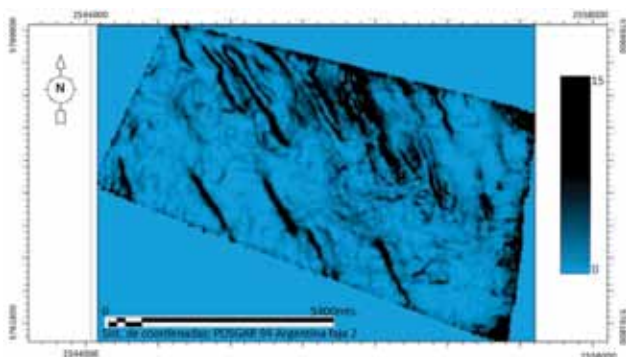
En el intervalo sísmico de estudio, es decir, desde el tope de Mb. Catriel hasta la transición tentativa entre Fm. Vaca Muerta y Fm. Quintuco, se han interpretado 10 in-

tervalos, separados por reflectores sísmicos. Cada uno de ellos se diferencia por sus valores en los registros de GR, SP, densidad, sísmico y cruce de Passey (Figura 4).

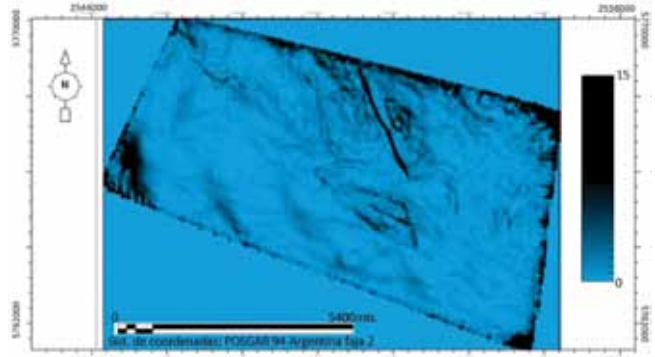
A modo de descripción general, los valores de GR y sísmico aumentan hacia la base del intervalo de estudio, la densidad y resistividad disminuyen hacia la base del intervalo de estudio. En cuanto al cruce de Passey (sónico e ILLD), hacia la base del intervalo, el sísmico disminuye y la resistividad aumenta, esta combinación es indicativa de la presencia de una roca con alto contenido de materia orgánica (roca madre), ya que el sísmico disminuye por la baja velocidad de la materia orgánica y la resistividad aumenta porque el material orgánico no es conductivo.

Los intervalos 1 y 2 interpretados en este trabajo coinciden con los reflectores sísmicos definidos en la Transecta regional de la Fm. Vaca Muerta, como T1, T2 y T3.

Para encontrar relaciones entre los registros de pozos y la variabilidad litológica, se realizó una correlación con los datos de GR y los valores de impedancia acústica con los pozos que poseían datos en todo el intervalo de estudio. El resultado de la correlación muestra una relación inversa entre estos dos parámetros y que los datos se pueden agrupar en tres grupos distintos. Esto nos permite agrupar los intervalos de acuerdo con sus valores de GR e impedancia acústica y definir tres secciones diferentes. La sección 1 tiene valores intermedios y altos de GR, pero de muy baja impedancia y abarca al intervalo 1. La sección 2 presenta valores intermedios de GR e impedancia acústica, correspondiéndose con los intervalos I2 e I3. La sección 3 cuenta con bajos valores de GR y valores altos de impedancia



Mapa 2. Mapa de discontinuidad de la base del intervalo de estudio (Tope Mb. Catriel).



Mapa 3. Mapa de discontinuidad del tope del intervalo de estudio.

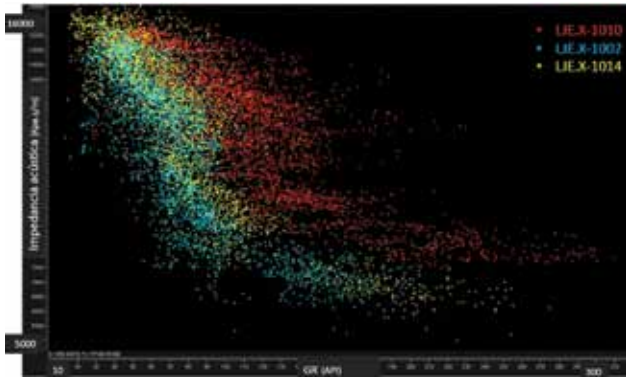


Figura 5. Correlación entre los valores de GR e impedancia acústica de los pozos LJE.X-1002, LJE.X-1010 Y LJE.X-1014. En la imagen inferior se observan los polígonos en los que se pueden agrupar los datos.

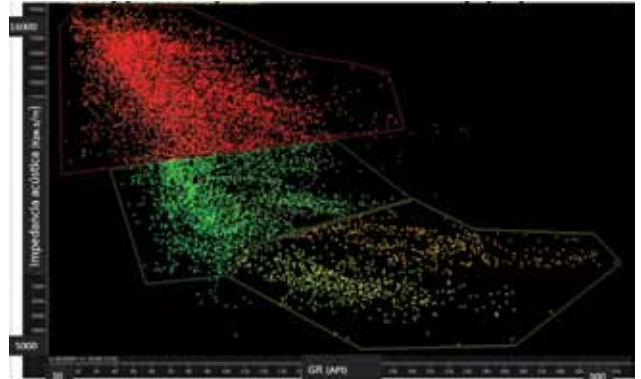


Figura 6. Visualización de la correlación en los registros de pozos del pozo LJE.X-1010.

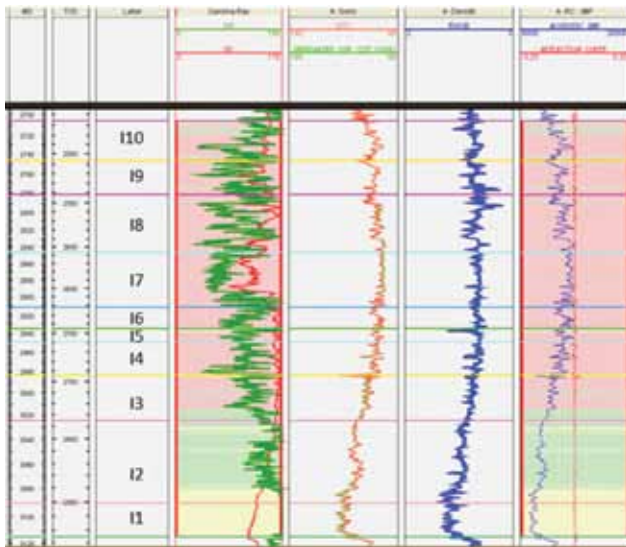


Figura 7. Visualización de la correlación en los registros de pozos del pozo LJE.X-1002.

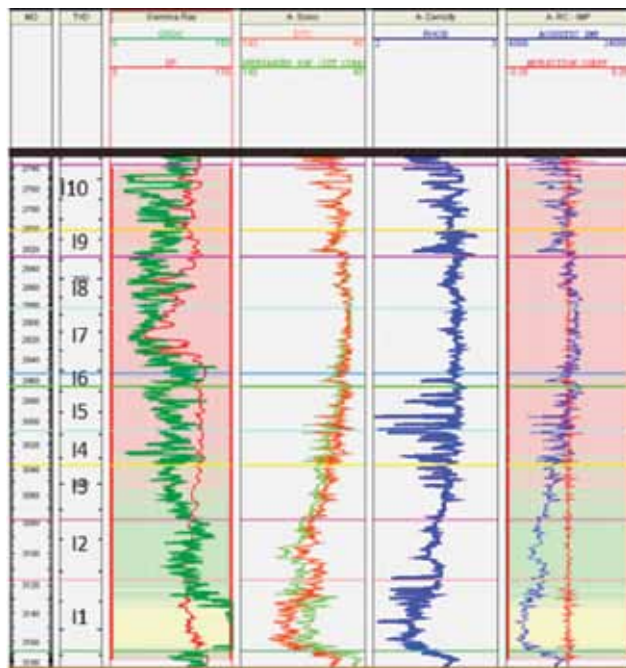
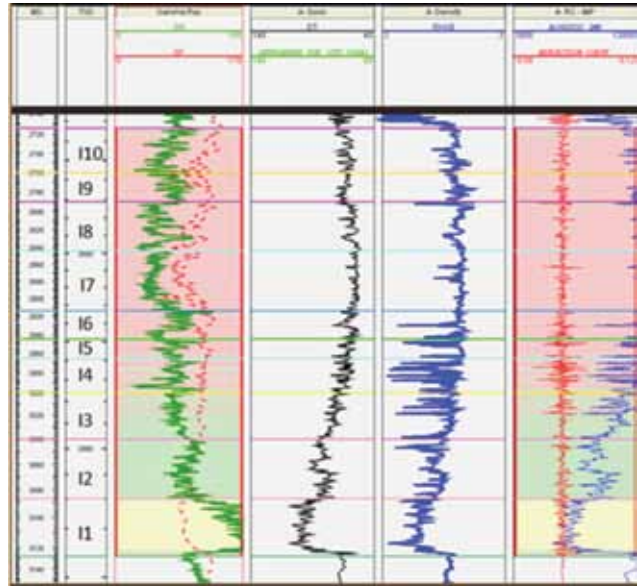


Figura 8. Visualización de la correlación en los registros de pozos del pozo LJE.X-1014.

acústica, esta sección abarca desde el intervalo 14 hasta el tope del intervalo de estudio (Figuras 5, 6, 7 y 8).

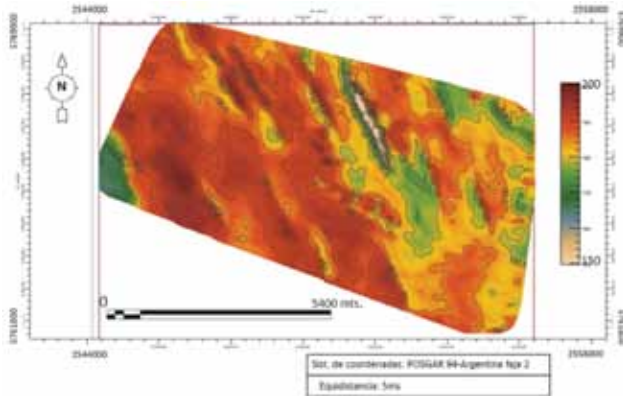
Mapas isocronopáquicos

El espesor en tiempo del intervalo de trabajo varía entre 200 y 150 ms, aumenta desde el NE hacia el SO, en este extremo disminuye nuevamente (Mapa 4).

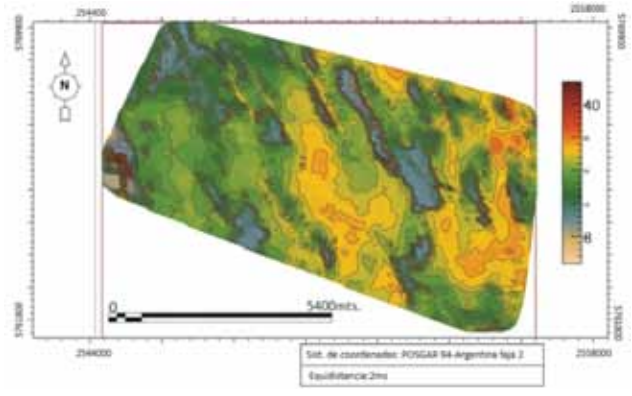
En los mapas isócronos se observa que el espesor en tiempo del intervalo de la sección 1 está fuertemente afectado por fallas normales, que modifican su espesor. En general el espesor aumenta de SE a NO, los espesores mayores toman la forma de cuerpos orientados de NO a SE y los menores espesores se encuentran cercanos a las fallas (Mapa 5). El espesor del intervalo que corresponde a la sección 2 aumenta desde NO hacia el SE, los límites entre ellos son irregulares, con una disminución en las áreas afectadas por las fallas (Mapa 7). En la sección 3 aumenta gradualmente el espesor en tiempo desde el SE hacia el NO, los límites entre ellos también son irregulares (Mapa 6).

Mapas de atributos

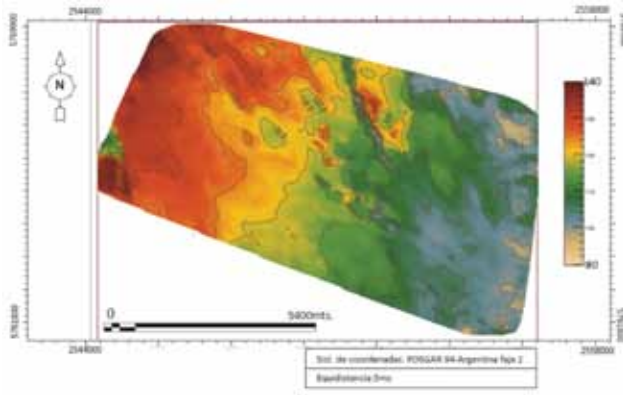
Como se mencionó en la metodología, se realizaron



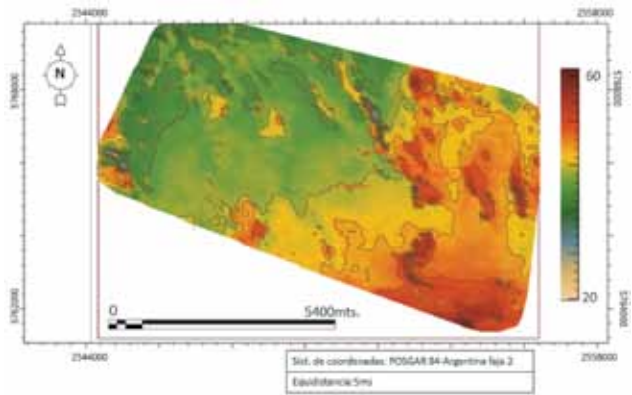
Mapa 4. Mapa isocronopáquico del intervalo de estudio.



Mapa 5. Mapa isocronopáquico de la sección 1.



Mapa 6. Mapa isocronopáquico de la sección 3.



Mapa 7. Mapa isocronopáquico de la sección 2.

mapas de atributos de amplitud. Debido a que estos mapas no fueron relacionados con los datos de pozos, no se pudo llegar a resultados significativos.

Análisis estratigráfico

En secciones del cubo sísmico se pudo interpretar un cortejo transgresivo compuesto por reflectores horizontales continuos, interrumpidos solamente por fallas que conforman un apilamiento retrogradacional-agradacional. Estos reflectores pertenecen a la base de la Fm. Vaca y abarcan la sección 1 y 2 mencionadas en este trabajo. Por encima de esta transgresión y de la superficie de máxima inundación se comienzan a presentar reflectores en terminaciones de *toplap*, que provienen del NO y se extienden hasta el centro del área, mostrando un patrón de apilamiento progradacional. Hacia el SE del mismo intervalo, se observaron reflectores con geometrías poco definidas en la totalidad del volumen sísmico, que pueden interpretarse como reflectores en terminación *downlap* hacia el NO y luego de *toplap* hacia el SE, esta interpretación coincide con el contexto estratigráfico de la Fm. Vaca Muerta, debido a que inicia con apilamiento retrogradacional-agradacional y luego evoluciona a un apilamiento progradacional. Otra interpretación es que la forma que poseen estos reflectores se debe a la combinación de resolución vertical grande e influencia del contexto estructural. Luego, los reflectores son continuos hasta el tope del intervalo de estudio. En conjunto estos reflectores comprenden la sección 3 y son representativos de un cortejo de alto nivel *highstand systems tract* (Figura 9).

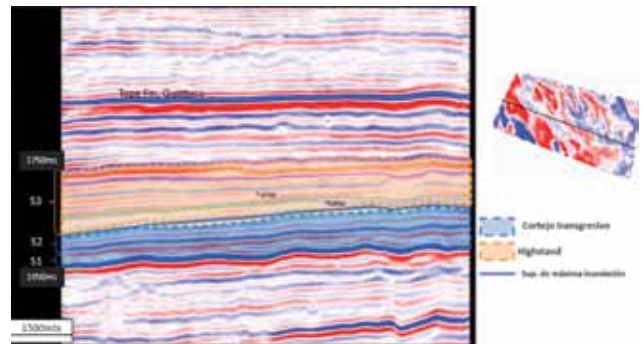


Figura 9. Sección general del volumen sísmico, en la que puede visualizarse los cortejos interpretados y las secciones que lo componen.

Conclusiones

- La deformación estructural trastensional afecta más a la base del intervalo que al tope.
- De acuerdo con los registros de pozo (GR, SP, Sónico, Densidad y cruce de Passey), en la Fm. Vaca muerta se observaron 10 intervalos.
- Estos intervalos pueden agruparse en tres secciones según la correlación entre los valores de GR e impedancia acústica. Sección 1: valores altos de GR. y bajos de impedancia acústica; Sección 2: valores intermedios de GR. e impedancia acústica. Sección 3: valores intermedios y bajos de GR y altos de impedancia acústica.

- En las secciones de todo el volumen sísmico se pudo interpretar un cortejo transgresivo (secciones 1 y 2) y un cortejo de *highstand* (sección 3).
- La sección 1 posee cuerpos de mayor espesor que tienen orientación NO-SE, debido a que esta sección rellena el paleo relieve de la Fm. Catriel. A su vez, a esta sección, respecto de los registros de pozo y el cruce de Passey, se la puede identificar como una unidad de depósitos finos rica en hidrocarburos, ya que muestra bajas velocidades, como consecuencia de la baja velocidad y densidad del kerógeno y altas resistividades (los fluidos de hidrocarburos no son conductivos). Por lo tanto, estos cuerpos de mayor espesor y amplitud serían los más reductibles para la explotación No Convencional de los recursos de hidrocarburos. También llamada "cocina".
- La sección 2 tiene características de una unidad rica en hidrocarburos, pero con composición litológica distinta, ya que presenta menor contenido de material clástico y mayor aporte carbonático respecto de la sección 1. Por eso, podría ser un intervalo de interés para la explotación, si tenemos en cuenta el contenido orgánico y que el comportamiento de las rocas será más frágil, debido al menor contenido de material fino.
- La sección 3 no presenta características de una unidad rica en hidrocarburos, solo en su base podría contener material orgánico. Es la sección más carbonática del intervalo.
- Para obtener mayor detalle de la distribución de las secciones correspondientes a la Fm. Vaca Muerta se debería realizar correlaciones entre los mapas de amplitud y los datos de pozos.

Agradecimientos

Agradecemos a la Lic. Sheyla Elian Iglesias y al Lic. Carlos Arregui, quienes dirigieron este trabajo y brindaron sus conocimientos y buena predisposición. A la Universidad Nacional del Comahue, Subsecretaría de Minería e Hidrocarburos de la Provincia del Neuquén, que brindó los datos de sísmica y pozos. A la empresa Halliburton por brindar el *software Decision Space*.

Referencias

- González, G.; Desjardins, P.; Vallejo, M. D.; González Tomassini, F.; Kietzmann, D.; Gómez Rivarola, L.; Marchal, D.; Domínguez, R. F.; Fantín, M. (eds.) 2016. Transecta Regional de la Formación Vaca Muerta: Integración de sísmica, registros de pozos, coronas y afloramientos. Instituto Argentino del Petróleo y el Gas. Asociación Geológica Argentina, pp. 244, Buenos Aires.
- Leanza, H. A., Marchese, H. G., Riggi, J. C., 1977. "Estratigrafía del Grupo Mendoza con especial referencia a la Formación Vaca Muerta entre los Paralelos 35° y 40° l.s. Cuenca Neuquina-Mendocina", *Revista de la Asociación Geológica Argentina* 32, pp. 190-208.
- Uliana, M. A., Dellape, D. A., Pando, G. A., 1977. "Análisis estratigráfico y evaluación del potencial petrolífero de las Formaciones Mulichinco, Chachao y Agrio, Cretácico Inferior de las Provincias de Neuquén y Mendoza", *Petrotecnia* 1-2, pp. 41-46.
- Uliana, M. A., Legarreta, L., Laffite, G. A., Villar, H. J., 1999. "Estratigrafía y geoquímica de las facies generadoras de hidrocarburos en las cuencas petrolíferas de Argentina. IV Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos", *Actas*, 1, 1pp. -61.
- Weaver, C., 1931. *Paleontology of the Jurassic and Cretaceous of West Central Argentina. Memoir, University of Washington*, p. 469.
- Arregui, C., Carbone, O., Leanza, H. A., 2011. "Contexto tectosedimentario. XVIII Congreso Geológico Argentino". *Relatorio*: 29-35, Neuquén, 2011.
- Fossa Mancini, E., Feruglio, E., Yusen de Campana, J. C., 1938. "Una reunión de geólogos de YPF y el problema de la terminología estratigráfica". *Boletín de Informaciones Petroleras* 15 (171):1-67.
- Legarreta, L., Uliana, M. A., 1991. *Jurassic / Cretaceous marine oscillations and geometry of a back-arc basin fill, central Argentine Andes*. En: Mc Donald, D.I.M.(Ed.): *Sedimentation, Tectonics and Eustasy*. I.A.S. Special Publication 12: 429-450.
- Mitchum, R. M., Uliana, M. A., 1982. "Estratigrafía sísmica de las Formaciones Loma Montosa, Quintuco y Vaca Muerta, Jurásico Superior y Cretácico Inferior de la Cuenca Neuquina, Argentina", 1º Congreso Nacional de Hidrocarburos, Petróleo y Gas, Actas 439-484, Buenos Aires.
- Mitchum, R. M., Uliana, M. A., 1985. *Seismic stratigraphy of carbonate depositional sequences. Upper Jurassic / Lower Cretaceous. Neuquén Basin, Argentina*. En: Berg B. R. & Woolverton, D.G. (Eds.): *Seismic stratigraphy, II. An integrated approach to hydrocarbon analysis*. A.A.P.G. Mem. 39: 255-274.
- Gulisano, C. A., Gutiérrez Pleimling, A., Digregorio, R. E., 1984. Análisis estratigráfico del intervalo Tithoniano - Valanginiense (Formaciones Vaca Muerta - Quintuco y Mulichinco) en el suroeste de la Provincia del Neuquén. IX Congreso Geológico Argentino, Actas 1: 221-235, Buenos Aires.
- Pángaro, F., Martínez, R., Sattler, F., Bettini, F. H., 2011. El flanco oriental. XVIII Congreso Geológico Argentino. *Relatorio*: 407-418.
- Mosquera, A., Ramos, V. A., 2006. "Intraplate deformation in the Neuquén Embayment", En: Kay, S. M., Ramos, V. A. (Eds.): *Evolution of an Andean margin: A tectonic and magmatic view from the Andes to the Neuquén Basin (35°-39° S latitude)*, *Geological Society of America Special Paper* 407: 97-123.
- Cristallini, E., Tomezzoli, R., Pando, G., Gazzera, C., Martínez, J. M., Quiroga, J., Buhler, M., Bechis, F., Barredo, S., Zambrano, O., 2009. "Controles precuayanos en la estructura de la Cuenca Neuquina". *Revista de la Asociación Geológica Argentina* 65 (2): 248-264.
- Bechis, F., 2009. "Deformación transtensiva de la cuenca Neuquina: análisis a partir de ejemplos de campo y modelos análogos". Tesis Doctoral, Universidad de Buenos Aires (inédita), 250 p., Buenos Aires.
- Vail, P. R., Mitchum, R. M., Thomson, S., 1977. "Seismic stratigraphy and global changes of sea level. Part 4. Global cycles of relative changes of sea level". *American Association of Petroleum Geologist Memoir*, 26: 83-97.

A un siglo del descubrimiento de petróleo en Neuquén (1918-2018)

Perspectivas sobre la matriz energética argentina

Dedicado a la memoria de Héctor Mendiberri (1952-2013)

Por **Oswaldo Carbone** y **Adolfo Giusiano** (Universidad Nacional del Comahue),
Gustavo Vergani (Pluspetrol S.A.) y **Matías Raviola**



El hallazgo de petróleo en Plaza Huincul en 1918 y la creación de YPF en 1922 marcaron la impronta de la industria petrolera argentina bajo la dirección de Enrique Mosconi, quien dirigió la primera empresa petrolera integrada estatal del mundo, que tuvo influencia en países de América Latina.

Introducción

Entre finales del siglo XIX (1870) y principios del siglo XX (1913) la República Argentina expande su frontera agropecuaria de un millón de hectáreas a veinticuatro millones de hectáreas cultivadas. Este proceso tiene como protagonistas a la mano de obra de los nuevos inmigrantes que ingresaron al país durante este período. Así llegó a estar entre los primeros exportadores de lino, maíz, trigo y carne para los mercados europeos con una traza ferroviaria de 33.000 km (Solberg 1982).

A principios de siglo XX, el combustible utilizado en la Argentina era la madera del noroeste y el carbón de Gales, mientras la provisión existiera no se alentó la búsqueda de reemplazo por la clase dirigente argentina.

Los primeros antecedentes de exploración y explotación de hidrocarburos en la Argentina son realizados por empresas privadas en Salta y Jujuy, pero se debe a Carlos Fader la construcción de una empresa petrolera moderna, quien perforaría más de una veintena de pozos, construiría un oleoducto y una destilería en Cacheuta en 1887.

El Estado Argentino se haría cargo de los recursos naturales recién en 1904 con la creación de la División de Minas, Geología e Hidrología.

El decreto de Julio A. Roca autorizaba la búsqueda de agua, carbón y minerales en todo el territorio nacional, en tanto sería el Ing. Enrique Hermitte quien estaría desde el inicio al frente de esta repartición.

Dos décadas más tarde, con experiencia en la búsqueda de petróleo por sus trabajos junto a Fader y anteriormente en yacimientos de Francia, el Ing. Hermitte es comisionado para perforar el pozo N° 2 (Chubut) en Comodoro Rivadavia.

Entre otros objetivos, el principal era la búsqueda de agua para la localidad, que tenía menos de un centenar de familias, un ferrocarril en construcción hasta la Colonia Sarmiento y un puerto sin escolleras. En la zona solo se encontraba agua de mala calidad en la estancia Manantiales Behr.

Con posterioridad al descubrimiento de petróleo en 1907, se establece un área de reserva fiscal, con el fin de controlar este recurso, hecho que tuvo por consecuencia, la elección de la vía estatal para la futura gestión.

La clase dirigente decidió adueñarse de esta riqueza "poco conocida" hasta ese entonces, debido fundamentalmente a que había nacido en territorios nacionales.

Otros factores se agregarían a la administración por el Estado, como el prestigio de sus descubrimientos y no menos importante al comienzo de la Primera Guerra Mundial como disparador externo.

La opción por la gestión estatal estaría defendida por intelectuales de la talla de Jorge Newbery, quien llegó a traducir el código rumano sobre legislación en hidrocarburos para que sirviera como modelo para los tempranos debates en el parlamento argentino (Newbery y Thierry, 2007).

La dirección de las operaciones recaería en el Ing. Enrique Hermitte, quien concretaría los descubrimientos nacionales de Comodoro Rivadavia y Plaza Huincul.

Estos méritos serían más que suficientes para considerarlo el padre del petróleo estatal (Gadano, 2006).

El hallazgo en Neuquén a fines de 1918 y la creación de YPF en 1922, marcarían la impronta de la industria petrolera argentina de la mano de su primer director, el General Enrique Mosconi, quien dirigiría la primera empresa petrolera integrada estatal del mundo.

Su gestión tuvo una influencia notable en países de América latina, que en 1925 construyó la destilería más importante de Sudamérica para su tiempo.

A comienzos del XXI, la evolución de los conceptos geológicos y la aplicación de nuevas tecnologías permitieron descubrir la mayoría de los grandes yacimientos hidrocarbúricos en la Cuenca Neuquina (Figuras 1a, b y c) y de esta manera posicionarla como una de las más importantes a nivel internacional en la exploración y desarrollo de reservorios no convencionales (*shale y tight*).

Para los tiempos del descubrimiento, el suelo neuquino se encontraba cercano a los 30.000 habitantes alcanzando los 550.000 en 2010 (FAO, 2015).

Hasta 1930, la comarca atravesó la etapa de la alfalfa, pasando por el auge frutícola en los años 50 y 60 desarrollando a partir de los años setenta el ciclo agroindustrial.

Durante este tiempo se destaca la oleada migratoria a finales de los sesenta con la construcción de los complejos hidroeléctricos para pasar a un segundo pulso durante los años ochenta con la ampliación de la frontera hidrocarbúrica.

Lo que convierte a la zona del Comahue en uno de los destinos elegidos por la población migrante (Proyecto FAO, 2015).



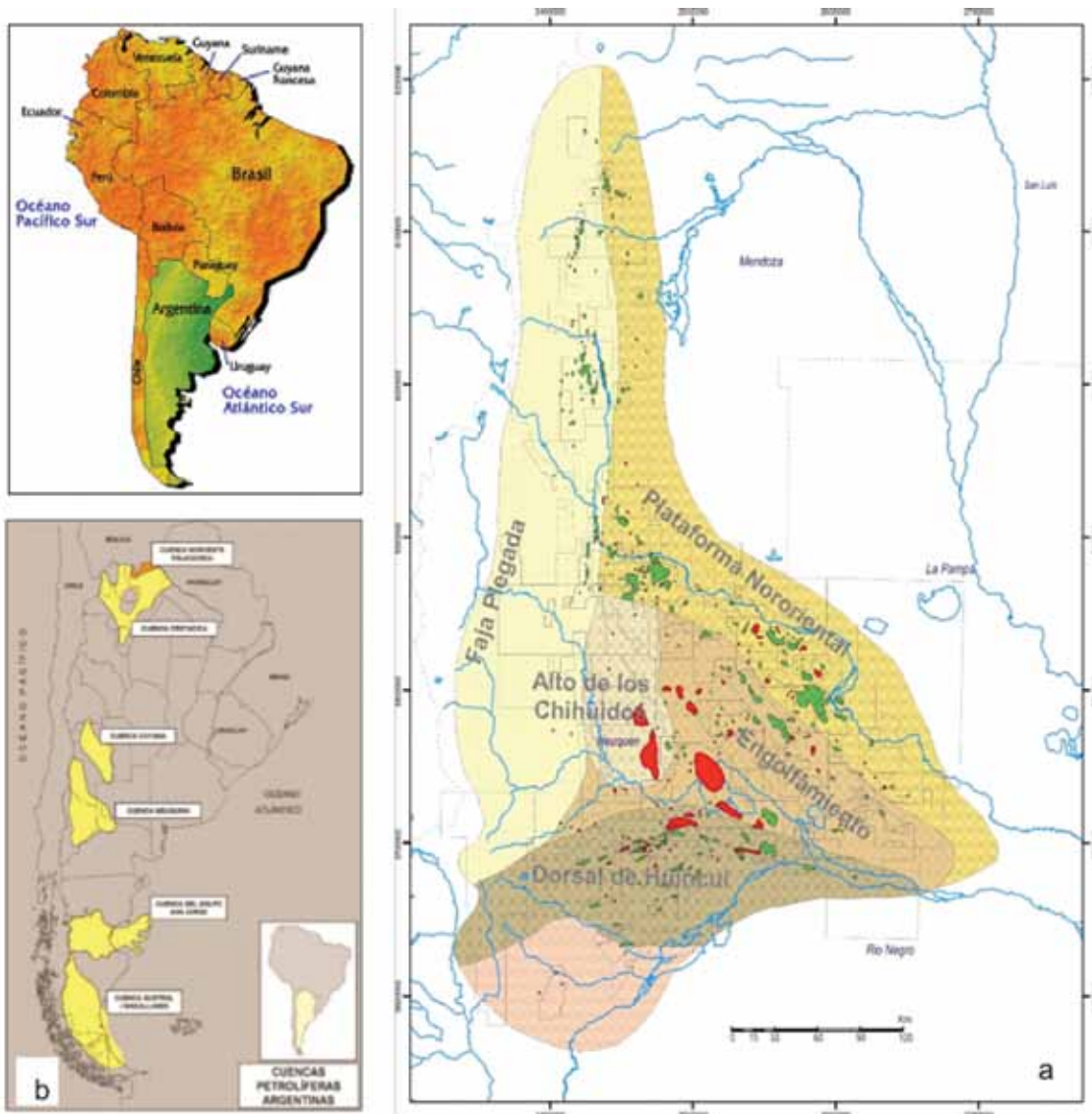


Fig. 1a. Sudamérica. B: Rep. Argentina, Cuencas Sedimentarias. C: Cuenca Neuquina.

La Argentina en los inicios de la exploración en el siglo XX

El descubrimiento de hidrocarburos en tierras fiscales habilitó al presidente de la nación a reservar para el estado los nuevos hallazgos. Figueroa Alcorta, en colisión con su propio partido (PAN-autonomista), que le negó la aprobación del presupuesto en 1908, debió reducir la reserva original de 200.000 a 5.000 hectáreas.

Asumido como presidente Roque Sáenz Peña en 1910, se crea la Dirección General de Explotación de Petróleo de Comodoro Rivadavia, cuyos primeros clientes serían la Marina y los Ferrocarriles del Sud, aumentando la reserva fiscal a 160.000 ha en 1913.

Con un presupuesto escaso, como consecuencia de la falta de apoyo a la gestión estatal, comienza la Administración de Comodoro Rivadavia a explotar la zona en 1911.

Esta institución fue presidida por el Ing. Luis Huergo hasta su muerte en 1913.

Durante su gestión se construyó entre otras obras, el primer muelle en Comodoro Rivadavia, el acueducto desde Manantiales Behr, junto al montaje de tanques para

almacenaje en la Dársena Sud del puerto de Buenos Aires (Huergo, 2013).

Al fallecer el presidente Sáenz Peña (1914) y asumir Victorino de la Plaza en su reemplazo, se intenta transferir la actividad petrolera al ámbito privado, situación que cambia dramáticamente con el estallido de la Primera Guerra Mundial.

Para esa época, la Argentina ocupaba el segundo lugar después de los Estados Unidos en el consumo de combustibles, esto motivó al desembarco de la WICO (*Standard Oil*) en 1911 y el primer envío de gasolina. Esta empresa al año siguiente construye el primer surtidor en Plaza Lorea en la Ciudad de Buenos Aires en la zona de Congreso. Posteriormente, en 1922, sería multada por fraude en la importación.

Paralelamente la compañía Shell arriba durante el 1913 y construye los depósitos de almacenaje en Dock Sud (Pcia. Buenos Aires).

Ambas petroleras incursionarían, posteriormente, en la exploración de áreas hidrocarbúferas (Gadano, 2006).

Con , la Primera Guerra Mundial, al caer la importación de carbón inglés, el país entra en crisis.

A partir de 1918, desde la Armada Argentina se alentó el consumo de petróleo argentino mientras la Dirección de

Minas se preparaba para una nueva gesta exploratoria en el desierto neuquino.

Plaza Huincul y los grandes hitos exploratorios de la Cuenca Neuquina

Los primeros sondeos en la cuenca fueron realizados por el coronel Romero en 1898 en los cateos de Picún Leufú (cerro Lotena) basado en los afloramientos de petróleo en superficie.

Posteriormente, estos terrenos fueron transferidos a The Neuquén Oil Syndicate, que continuaron las operaciones por unos años en la zona.

Durante 1904 y 1910, el coronel Lannon perforó tres pozos en las cercanías de Covunco (Turic y Ferrari, 2000) que solo tuvieron algunas manifestaciones de gas, pero no fueron comerciales.

Durante esa misma época los trabajos geológicos de Anselmo Windhausen (1914) permitieron la planificación de las futuras operaciones de prospección en el territorio neuquino.

Para la perforación del primer pozo en Plaza Huincul la Dirección de Minas proveyó la máquina Fauck (equipo Patria), a cargo del Ing. Enrique Canepa quien contó con Juan Soufal y Jorge Dompé como colaboradores cercanos.

La gobernación aprobó la participación de personal presidiario para el transporte de material a la zona.

Sobre la base de los trabajos de Anselmo Windhausen y Juan Keidel se programó la ubicación del pozo 1, en las inmediaciones de la residencia de Carmen Funes (la Pasto Verde), debido a la presencia de la única vertiente de agua (Solari, 2016).

Los trabajos se iniciaron en 1916 y culminaron con el descubrimiento de petróleo en Plaza Huincul el 29 de octubre de 1918 a 1100 m, al Norte del km 1295 del ferrocarril a 603 m de profundidad.

La actividad prospectiva en la zona era intensa (Figura 2) ya que varias empresas extranjeras, como Astra, Standard Oil, Dodero, Anglo Persian, Kinkelin, entre otras realizaban perforaciones en el área (Guevara, 1927).

A partir de allí se iniciaría la carrera exploratoria en la cuenca, solo por citar algunos de los hitos más destacados: las perforaciones cercanas a manaderos, que luego continuarían basados en la teoría anticlinal.

La prospección se aceleraría con la búsqueda de estructuras en el subsuelo de la mano del desarrollo de la registración sísmica.

A continuación serían los proyectos estratigráficos los que ampliarían la frontera exploratoria en el centro de cuenca. Seguirían próximamente los descubrimientos de la Faja Plegada basados en nuevos modelos exploratorios. Paralelamente, se incorporarían las trampas estratigráficas someras de los gigantes de la plataforma el noroeste neuquino.

A finales del siglo XX, se desarrollaría la prospección de las estructuras profundas cercanas a la Dorsal del Huincul (Turic y Ferrari, 2000; Mendiberri y Carbone, 2002).

Ya en el nuevo siglo, se incorporarían las reservas de petróleo pesado en el flanco norte de la cuenca (Figuras 3 y 4). Inmediatamente después, daría inicio otra nueva historia exploratoria, esta vez empezaría con el universo de los no convencionales.

Desafío del siglo XXI, los reservorios no convencionales (*Shale Oil & Gas*)

Las tres rocas madres más importantes de la Cuenca Neuquina (Fms. Los Molles, Vaca Muerta y Agrio) han sido objeto de estudio a lo largo de estos cien años de actividad hidrocarburífera (Uliana y Legarreta, 1993).

Si bien a través de la exploración y el desarrollo de los reservorios convencionales se conocían estos niveles ge-



Figura 2. Pozos 3, 4, 2 y 1 en el Campamento 1 de Plaza Huincul.

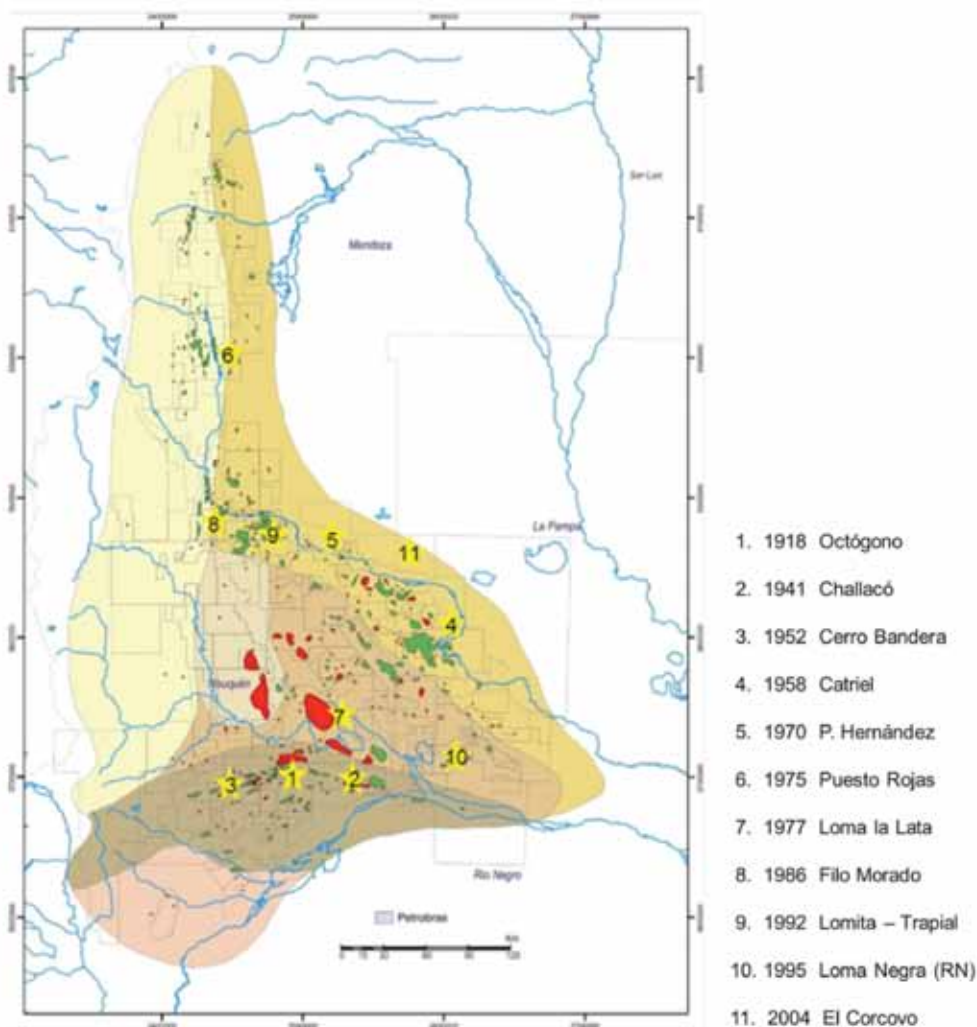


Figura 3. Principales descubrimientos.

neradores, es recién en la década del ochenta que aparecen los primeros antecedentes de producción de la Fm. Vaca Muerta en el área Bajada del Palo (BP.x-2, BP.a-7 y PSNo.x-2), citados en Gutiérrez Schmidt *et al.* (2014).

Treinta años después, en 2010, con el uso de estimulación por fracturas hidráulicas en distintas escalas tuvieron lugar los primeros descubrimientos de gas y petróleo en esta unidad en el área de Loma Campana.

La puesta en producción de este tipo de reservorio ha impactado de manera positiva en la provincia de Neuquén, atenuando la declinación de producción y reservas en los reservorios convencionales (Figuras 5 y 6). En el caso de las Fms. Los Molles y Agrio, se han perforado solo cuatro pozos (4) que han demostrado que los intervalos son potencialmente productivos, sugiriendo que en la medida que se avance en el conocimiento de la Fm. Vaca Muerta, serán los próximos objetivos por investigar.

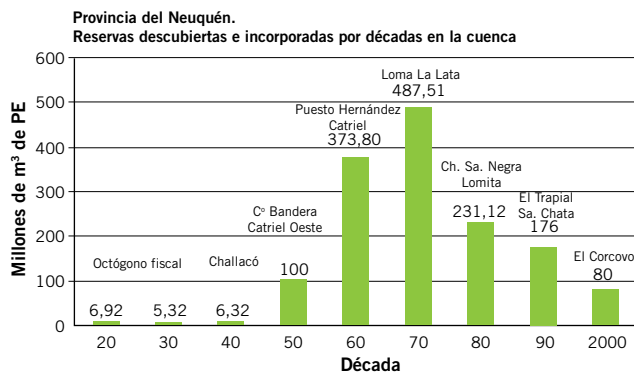


Figura 4. Reservas descubiertas por décadas en la Cuenca Neuquina (Giusiano *et al.*, 2011).

Gas en areniscas compactas (Tight gas sand)

Desde la década de los noventa se explotaron reservorios de baja permeabilidad (Fms. Lajas-Los Molles) en el área Centenario, sería recién en la primera década del siglo XXI donde se los comienza a considerar como reservorios no convencionales tipo *tight*.

Las unidades que contienen reservorios dentro de esta categoría son el Basamento, Gr. Precuyo, Fms. Los Molles, Lajas, Lotena y Tordillo dentro del ámbito de la Dorsal de Huincul y las Fms. Lajas, Punta Rosada y Mulichinco en el ámbito del Engolfamiento (Dirección Gral. de Estudios 2016).

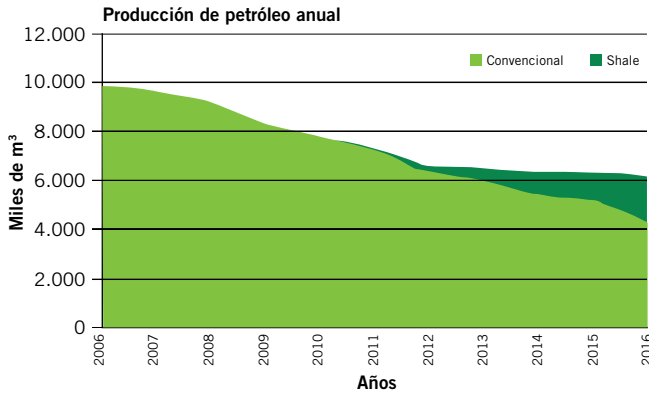


Figura 5a. Evolución de la producción de petróleo 2006-2016 (Mod. de Huenafil Molina y Alonso, 2016).

Al igual que en el caso del *shale*, la producción de este tipo de reservorios ha revertido la tendencia declinante de la producción a partir de 2013 con un aumento del 6,3 % anual (Figuras 6a y b) y una participación del 32,4% del total de la producción total provincial (Huenafil Molina & Alonso, 2016).

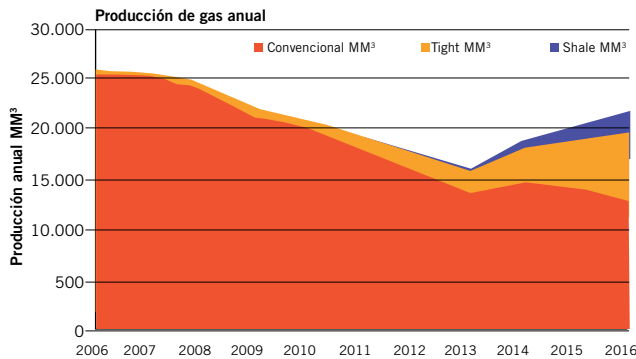


Figura 6a. Evolución de la producción de gas 2006-2016 (Mod. de Huenafil Molina y Alonso, 2016).

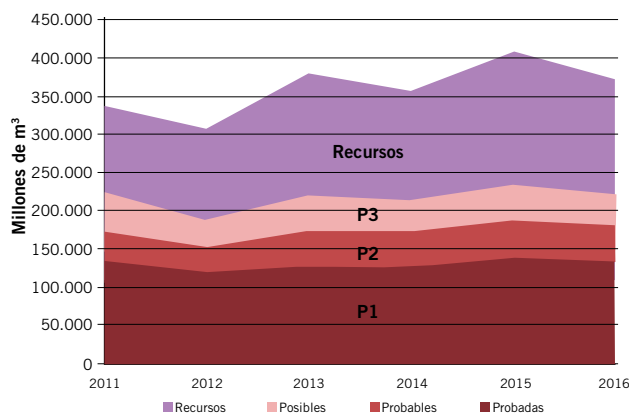


Figura 6b. Evolución de las reservas y recursos de gas 2006-2016 (Mod. de Dir. Gral. de Estudios 2017).

Escenario

A partir de la modificación en la legislación (ley 27007/14 que reemplaza la ley 17319/67) y la creación un régimen especial de contrato (Concesión de Explotación de Hidrocarburos No Convencionales - CEHNC) para este tipo de re-

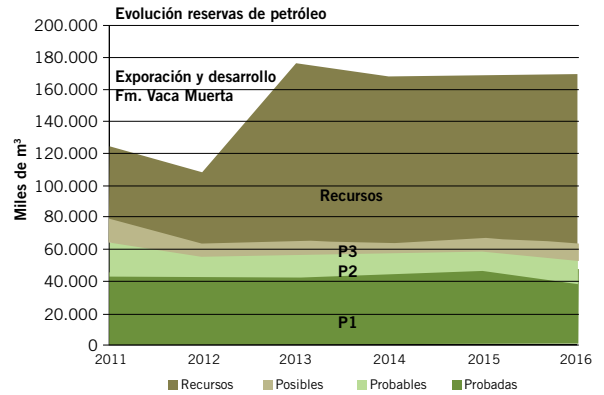


Figura 5b. Evolución de las reservas y los recursos petróleo 2006-2016 (Mod. de Dirección Gral. de Estudios 2017).

servorios (*tight* y *shale*), con plazos más extensos (35 años) junto con el nuevo panorama de precios interno para el gas (Resoluciones MEyM N° 46/17; 419-E/2017 y ANEXO) plantean un escenario de crecimiento en la producción de gas.

Hasta diciembre de 2017 se han aprobado veinte (20) CEHNC concesiones por *shale oil & gas*, sumando una superficie de 4875 km² (1.208.427 acres), de las cuales Loma Campana y El Orejano se encuentran en la etapa de desarrollo.

El resto de las concesiones están en la etapa de evaluación técnica-económica o conocidas como etapas “piloto”.

Respecto de las concesiones tipo *tight*, se han aprobado seis concesiones que se encuentran en etapa de desarrollo. En este contexto los hidrocarburos no convencionales contribuirán a detener la declinación de producción y reservas en una cuenca madura, aportando nuevos recursos a la matriz energética argentina.

Hubbert, matriz energética y no convencionales

Los tiempos posteriores a la Segunda Guerra Mundial en materia de energía mostraron dos características importantes, el intenso consumo y el consecuente rápido empobrecimiento de los recursos a partir de la fuerte demanda.

La idea de Hubbert se basaba en que, una vez drenada la mitad de la acumulación, nunca se recupera el máximo de producción.

La base conceptual era que ya se habían descubierto las principales estructuras de posguerra y ya casi no quedaban grandes yacimientos por descubrir.

Sumado a esto residía el hecho del desfase de tiempo existente entre lo que se tarda en descubrir un gigante y lo que transcurre en el desarrollo del mismo, esta combinación nunca reproduciría un nuevo máximo de producción.

En forma sucinta, el concepto enunciado por Hubbert en los sesenta, ha sobrepasado en las siguientes generaciones de geocientistas como la idea del agotamiento “inexorable” de los hidrocarburos. Este enunciado dicho con diez años de anticipación al máximo previsto por Hubbert (1967) para los Estados Unidos y con el agravante de que aún no se había descubierto el yacimiento gigante Prudhoe Bay de Alaska.

Así establecido para los Estados Unidos, la curva de Hubbert (Figura 7) sirvió como modelo de predicción de la producción futura mundial.

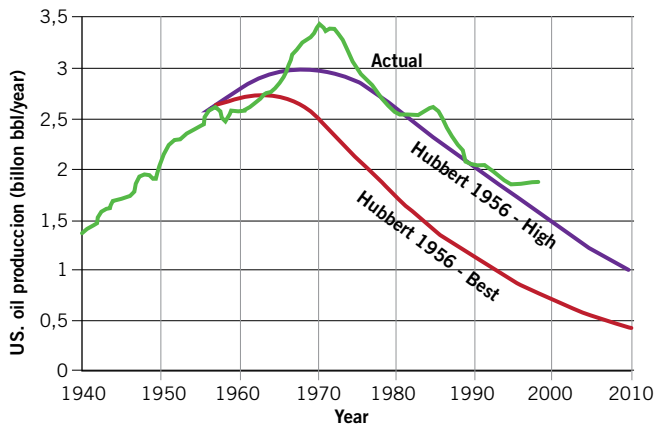


Figura 7. Estimación de la producción de hidrocarburos de USA (Demming, 2001).

Diversos factores crearon la dependencia energética sobre los recursos no renovables, repartidos entre la energía nuclear, carbón e hidrocarburos. Estos últimos llevaron la delantera. La disponibilidad y su bajo costo quizás fueron los factores más importantes que permitieron generar esta dependencia.

Los nuevos aportes científicos hicieron aparecer en el horizonte nuevas alternativas de sustitución.

Si bien no es objeto de este trabajo analizarlo, solo a

modo de resumen se puede decir que cuestiones, como las ambientales y el agotamiento de reservas fueron las razones que desencadenaron, junto con la tecnología, cada vez con más protagonismo a los recursos energéticos renovables.

Desde siempre la energía hidroeléctrica fue la abandonada en este campo.

Avances recientes han hecho de las fuentes eólicas y solares un complemento formidable, que adiciona un potencial de proporciones en el horizonte energético.

Combinando el crecimiento de los recursos renovables y el agotamiento de los hidrocarburos Edwards (2001) nos plantea el siguiente escenario para el final del siglo XXI (Figura 8).

Uno de sus rasgos más salientes es el máximo de Hubbert para los hidrocarburos líquidos en la base de la curva y un significativo protagonismo de la energía renovable para 2100 (área amarilla en el sector derecho de la figura 8).

Aunque el agotamiento de los recursos hidrocarburiíferos es tema de debate, su posible fin de ciclo, superpuesto a un fuerte consumo, genera preocupación en la búsqueda de energías alternativas. Basta tomar como ejemplo la matriz energética de la Argentina o de los Estados Unidos para observar una fuerte dependencia sobre los recursos no renovables para el período 2009-2016 (Figuras 9a y b).

Los avances tecnológicos permiten que las energías renovables tomen mayor protagonismo dentro de la demanda, lo que incrementa su potencial.

La consideración más importante es que ante una demanda sostenida de energía, la dependencia se agudiza sobre los recursos de base (almacenables), soportados principalmente por las energías no renovables.

Mientras que los recursos renovables tradicionales (hidroelectricidad, viento y solar) solo generan temporalmente, ya que hasta el momento poseen limitaciones para su acumulación.

Si bien se ha acelerado la tecnología sobre el almacenaje de los renovables, aun no pueden considerarse como energía de base, cuestión que está prevista para las próximas décadas de acuerdo con Edwards (2001).

Son conocidos los esfuerzos en el transporte vehicular y están previstos para los próximos años como prototipos de camiones de carga y barcos a propulsión eléctrica.

Por otro lado, dentro de las energías no renovables, la irrupción de los hidrocarburos no convencionales ha reformateado el mundo energético.

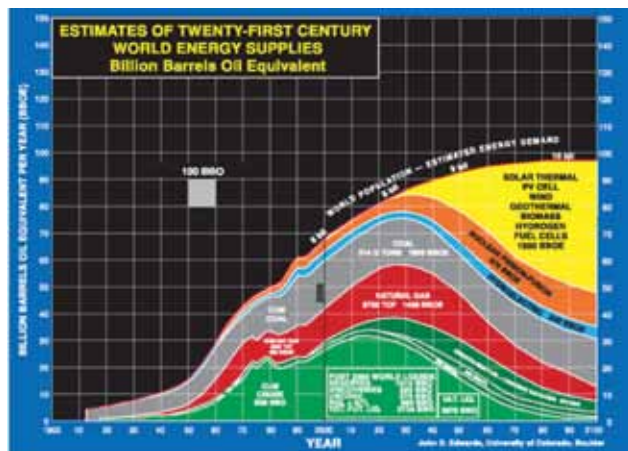
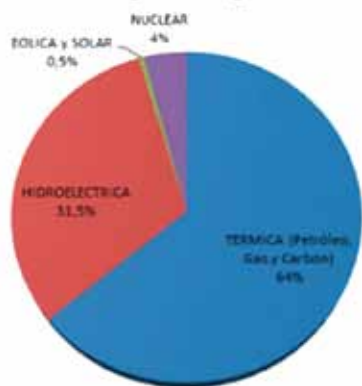


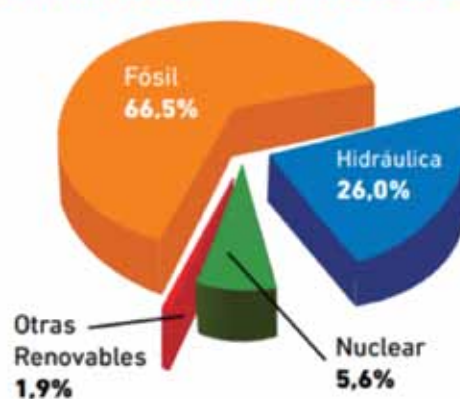
Figura 8. Estimación de los recursos requeridos para el final del siglo XXI (Edwards, 2001).

Matriz Energética Argentina 2014



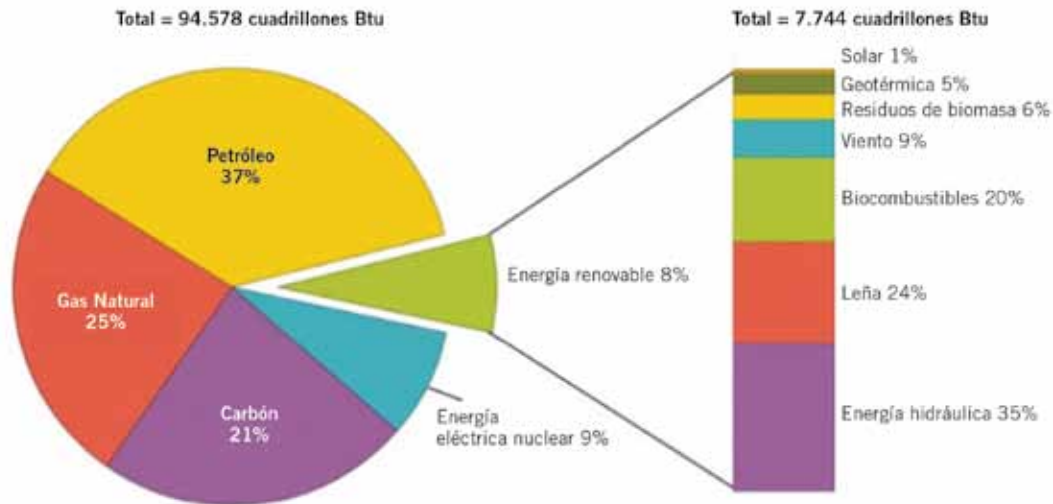
Fuente: Secretaría de Energía de la Nación

GENERACIÓN NETA DEL MEM - ACUMULADO 2016



Fuente: Comisión Nacional de Energía Atómica

Figura 9a. Matriz energética de la Argentina (CNEA) 2016.



Nota: La suma de componentes no suma 100% debido a redondeos. Fuente: Información de la Administración de Energía de USA

Figura 9b. Matriz energética de los Estados Unidos. EIA Annual Energy Review, 2009.

Defensores y detractores sobre el fin de los hidrocarburos han mantenido debates de interés poniendo en discusión su fecha de extinción (Ivanhoe, 1993; Rifkin, 2002 y Seba, 2014).

Dentro de un contexto complejo, se pueden citar dos hechos notables y relacionados, que podrían extender la

vida de los hidrocarburos: la caída de la demanda entre 2008 y 2014 en un contexto de precio bajo, cuya duración ya se extiende por un tiempo nunca registrado antes (Figura 10) junto a la incorporación de los no convencionales en el mercado mundial (Figura 11).

Si bien la aparición de los hidrocarburos no convencionales puso en jaque el modelo de Hubbert, podemos suponer que, ante un escenario complejo, solo han desplazado el máximo de producción esperado (2010-20) ya sea hacia 2030 o hacia fines del siglo XXI (Figura 12).

Dentro del ámbito local, la Cuenca Neuquina ha sido un testigo de privilegio en materia de desarrollo de hidro-



Figura 10. Precio del petróleo. (Difiglio, 2014).

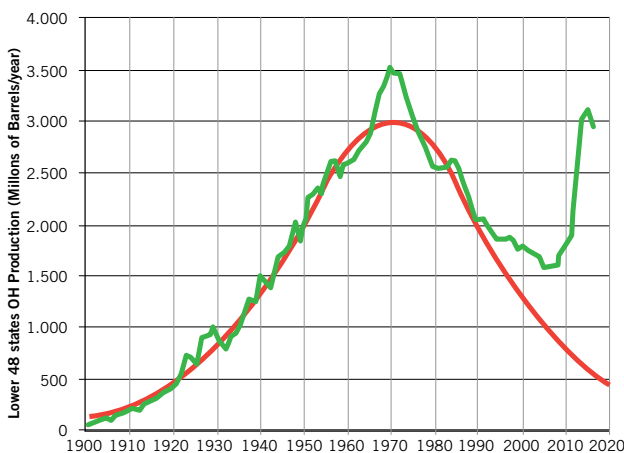


Figura 11. Curva de Hubbert y producción de hidrocarburos (EIA, 2015).



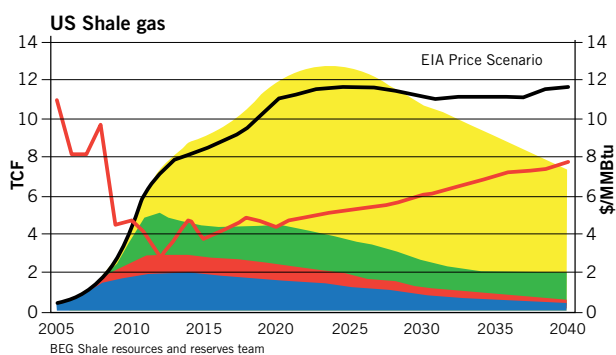


Figura 12. Proyecciones sobre la producción shale (Tinker, 2017).

carburos no convencionales. Sin considerar a los Estados Unidos es el principal productor de esta fuente (Figuras 13 y 14), junto a los incipientes productores de Canadá y China por el momento.

Esto le confiere un protagonismo de excepción que dominará la exploración y el desarrollo petrolero de la comarca.



Figura 13. Producción histórica de petróleo de la Provincia del Neuquén 1920-2016 (Mod. Dir. Gral. Estudios 2016).



Figura 14. Producción histórica de gas de la Provincia del Neuquén 1920-2016. (Mod. Dir. Gral. Estudios 2016).

Consideraciones finales

Desde comienzo del siglo XX los hidrocarburos han sido y son la fuente de desarrollo económico y social.

Nacieron como combustibles para el transporte, pero su influencia a lo largo de los siglos XX y XXI, a otros sectores de la industria ha sido tan determinante.

Todo consumo energético que se piense en el mediano plazo, depende en gran medida de ellos.

Los recursos no renovables son un aporte importante pero aún no pueden considerarse como energía de base. Por el momento resultan insuficientes para suplir la demanda creciente.

El desarrollo incipiente de reservorios no convencionales (*shale* y *tight*) en la Cuenca Neuquina, ha dado un nuevo impulso a la actividad y confirma a los hidrocarburos como una de las principales fuentes energéticas para las próximas décadas.

Si bien gran parte de esta demanda todavía descansa sobre reservorios tradicionales, significa un nuevo desafío para las generaciones de geocientistas la exploración de los recursos no convencionales.

Los modelos sedimentarios y los nuevos recursos tecnológicos a su disposición serán la principal herramienta de prospección. ■

Agradecimientos

Agradecemos al Dr. Mario Schiuma y Lic. Ricardo Manoni por los comentarios sobre los descubrimientos de hidrocarburos, a la Dra. Orietta Favaro y Dra. Susana Palacios por sus aportes sobre la historia de Neuquén. Al Lic. Jorge Hechem, Lic. Estanislao Kozlowski y Lic. Carlos Arregui por las importantes contribuciones. A los árbitros, que con sus sugerencias enriquecieron este manuscrito.

Dedicatoria

Hector Mendiberri (1952-2013) fue integrante del Staff de exploración (1978-93) de YPF (Distrito P. Huincul) y primer director provincial de hidrocarburos del Neuquén, institución que jerarquizara con su dinamismo y profesionalidad. Responsable junto a sus colaboradores del hallazgo del último gigante de los yacimientos neuquinos a partir del proyecto Lomita.

Bibliografía

- CNEA 2016, "Síntesis del Mercado Eléctrico Mayorista de la Rep. Argentina. Comisión Nacional de Energía Atómica.
- Difiglio Carmine, 2014, "Oil, economic growth and strategic petroleum stocks", U.S. Department of Energy, 1000 Independence Ave., SW, Washington, DC 20585, USA Energy Strategy Reviews Elsevier.
- Dirección Gral. de Estudios, 2016, "Mapa de distribución de reservorios *tight*. Provincia del Neuquén", Inédito. <http://hidrocarburos.energianeiquen.gov.ar>.
- Dirección Gral. de Estudios, 2017, "Evolución de las reservas y recursos de petróleo y gas 2016", Provincia del Neuquén. Inédito. <http://hidrocarburos.energianeiquen.gov.ar>.

- Demming D., 2001, "Oil: Are we running out?. Petroleum provinces of the twenty-first century", AAPG Mem. 74.
- Edwards J. D., 2001, "Twenty-first-century energy: Decline of fossil fuel, increase of renewable non polluting energy sources", in M.W. Downey, J. C. Threet, and W. A. Morgan, eds., Petroleum provinces of the twenty-first century: AAPG Memoir 74, pp. 21-34.
- EIA, 2009, "Annual Energy Review 2009", fuente Energy Information Administration.
- EIA, 2015 <https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=42670844>, fuente EIA Energy Information Administration 26-08-2015.
- Gadano N., 2006, "Historia del Petróleo en la Argentina 1907-1955. Desde los inicios hasta la caída de Perón", Ensayo EDHASA.
- Guevara Labal Carlos, 1927, "Historia del Yacimiento Petrolífero fiscal de Plaza Huincú", Boletín Informaciones Petroleras, diciembre 48.
- Giusiano A., Mendiberri H. & O. Carbone, 2011, "Introducción a los recursos hidrocarburíferos. En: Geología y Recursos Naturales de la Provincia del Neuquén", Relatorio XVIII Cong. Geól. Arg. Ed.: Leanza, Arregui, Carbone, Danieli y Vallés, pp. 639-644, Neuquén.
- Gutiérrez Schmidt N., Alonso J., Giusiano A., Lauri C. y T. Sales, 2014, "El shale de la Fm. Vaca Muerta: Integración de datos y estimación de recursos. Provincia del Neuquén", IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Simposio de Recursos No Convencionales, Eds: Galeazzi, González, Santiago, García, Maschio, González, Ramírez Martínez, pp. 795-814, Mendoza.
- Hubbert M. K., 1967, "Degree of advancement of petroleum exploration in the United States", AAPG. Bulletin, V. 51 pp. 2207-2227.



El doctor Windhausen y el ingeniero Canepa cerca del muelle de Comodoro.

- Huenufíl Molina C. y R. M. Alonso, 2016, "Informe anual de producción de reservorios no convencionales", Provincia del Neuquén. Inédito. <http://hidrocarburos.energianeuquen.gov.ar>.
- Huergo H., 2013, *Luis A. Huergo y la cuestión puerto*, Dunken, Buenos Aires.
- Mendiberri H. y O. Carbone, 2002, "Cuenca Neuquina", V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos Mar del Plata. Eds. M. Schiuma, G. Hinterwimmer & G. Vergani.
- Ivanhoe L. Y., 1993, "Oil and Gas fields. Where, how many and how?", *Oil and Gas Journal*, 15, febrero 1993.
- Newbery J. & J. C. Thierry, 2007, "El Petróleo", Colihue, Buenos Aires, Primera edición en 1910.
- FAO UTF ARG 017, 2015, "Desarrollo Institucional para la Inversión", Documento de Trabajo N°1: Características demográficas, económicas y sociales de la Provincia del Neuquén. Gobierno de la Provincia de Neuquen.
- Rifkin J., 2002, *La economía del Hidrógeno*, Paidós, Buenos Aires.
- Seba Tony, 2014, "Disrupción limpia de la energía y el transporte". Primera edición Beta USA.
- Solberg Carl E., 1982, "Petróleo y Nacionalismo en la Argentina", Hispanoamerica Ed. Arg., Ed. en inglés, 1979.
- Solari M. N., 2016, "Murmullos de pasión: Carmen Funes-la Pasto Verde, una marca indeleble en nuestro suelo", 1ª edición, Plaza Huincul.
- Tinker Scott W., 2017 "The Next 100 Years of Global Energy: Part I". AAPG Annual Convention and Exhibition.
- Turic M. A. y J. C. Ferrari, 2000, "La exploración de petróleo y gas en la Argentina: el aporte de YPF", Buenos Aires, Argentina.
- Uliana M. y L. Legarreta, 1993, "Hydrocarbons habitat in a Triassic-to-Cretaceous Sub-Andean setting: Neuquen Basin, Argentina", *Journal of Petroleum Geology*, vol 16 (4), October 1993, pp. 397-420.
- Windhausen A., 1914, "Contribución al conocimiento geológico de los territorios del Río Negro y Neuquén, con un estudio de la región petrolífera de la parte central del Neuquén (Cerro Lotena y Covunco)", *Anales del Ministerio de Agricultura, Sección Geología, Mineralogía y Minería*, 10 (1), pp. 1-60. Buenos Aires.





Por *Leila Iannelli* y *Salvador Gil* (Gerencia de Distribución de ENARGAS y UNSAM)

Es importante realizar un uso más racional y eficiente de la energía. Esta conducta beneficia económicamente a los usuarios al disminuir el costo de sus facturas, preserva valiosos recursos naturales para las próximas generaciones y reduce las emisiones de gases de efecto invernadero responsables, en gran medida, del calentamiento global, cuyas consecuencias son cada vez más visibles.

En esta nota se expone de qué manera se pueden analizar los consumos a partir de los datos de las facturas de gas que recibe el usuario. “Usuario” se refiere a una vivienda conectada a la red, es decir, un usuario corresponde a un medidor de gas (Figura 1).

Hay tres consumos principales de gas en las viviendas: la cocción, el Agua Caliente Sanitaria (ACS) y la calefacción. El ACS es el agua para usos sanitarios (baños, duchas, lavado de vajilla, etc.). En general, el consumo de gas para cocción y ACS tienen poca variación durante el año (es el llamado consumo base), ya que estos usos se realizan regularmente todo el año. Por otro lado, en la zona centro-norte de la Argentina, la calefacción se usa solo en invierno o cuando la temperatura es inferior a 18 °C.

Las facturas de gas por redes emitidas por las distribuidoras de todo el país presentan de un gráfico de barras

que, además de mostrar el consumo de gas del bimestre a pagar, indica los consumos de los últimos seis bimestres anteriores, como se muestra en la figura 1. El consumo de gas en el sector residencial es fundamentalmente cocción, ACS y calefacción. Si la vivienda no posee alguno de ellos, lógicamente esos consumos no deben computarse.

Para usuarios de gas de la zona centro o norte de la Argentina, en los meses de verano no se usa la calefacción, por lo que en este período el consumo es fundamentalmente cocción y ACS (si hubiese estos dos servicios).

De varios estudios realizados, (1) se puede concluir que el consumo asociado a cocción Q_{cocc} para una familia promedio (de tres personas por hogar) es de 0,3 m³/día y el anual de 110 m³/año. Sin embargo, este consumo también depende del número np de personas en la vivienda. Su valor se puede estimar como:

¿Cómo hacer un diagnóstico de los consumos a partir de la factura y reducir los gastos de gas?

$$Q_{cocc.}(n_p) \approx (0,2 + 0,1 \cdot (n_p - 2)) \frac{m^3}{día} \approx (2,2 + 1,1 \cdot (n_p - 2)) \frac{kWh}{día}, n_p > 1 \quad (1)$$

El consumo de cocción entre una y dos personas no varía demasiado, pero a partir de tres o más personas el consumo se incrementa proporcionalmente. Por su parte, los consumos de los pilotos tradicionales tienen un consumo aproximado de 0,5 m³/día.

En el caso de una vivienda con calefacción a gas, los consumos de verano determinan el valor del consumo base, como se ilustra en la figura 1. Este valor puede obtenerse como máximo de los consumos de los meses de verano (enero, febrero, noviembre y diciembre). La diferencia de los consumos de los otros meses menos el consumo base da el valor del consumo de calefacción, indicado por las barras amarillas de la figura 1. De este modo, el consumo base y el de calefacción pueden separarse claramente. Si no hay calefacción a gas en la vivienda, los consumos de todos los meses se convierten en consumo base.

Teniendo en cuenta lo indicado sobre los consumos de cocción y pilotos, es posible separar el consumo base en las tres componentes principales: cocción ($Q_{cocc.}$), pilotos (Q_{pas}) y ACS (Q_{ACS}). Supongamos que del análisis de la figura 1 ya hemos determinado el consumo base anual para

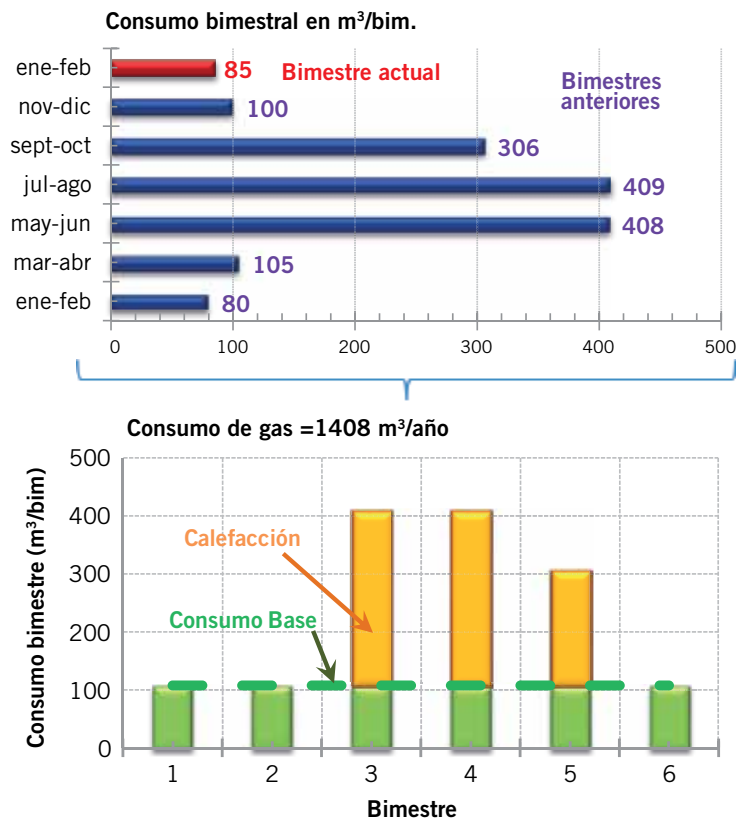


Figura 1. Arriba, ejemplo de factura de gas residencial que presenta los consumo por bimestre graficados en barras horizontales. Abajo, gráfica de barras de los consumos de la factura en función del bimestre. El bimestre 1 (meses de diciembre y enero), 2 (meses de febrero y marzo) y 6 (noviembre y diciembre) representan los bimestres de verano, en los que no se utiliza la calefacción.

esta vivienda, que denominamos Q_{base} . Si en la vivienda se realizan los tres consumos, tenemos:

$$Q_{ACS} = Q_{base} - Q_{cocc.} - Q_{pas} \quad (2)$$

Aquí, Q_{pas} representa el consumo pasivo de los equipos. Si se trata de un calefón con piloto convencional, este es directamente el consumo del piloto, que en general es de $0,5 \text{ m}^3/\text{día}$. Para un termotanque a gas previo al etiquetado en eficiencia, este consumo variaba entre unos $0,6$ a $0,75 \text{ m}^3/\text{día}$. Un valor típico podría ser $0,65 \text{ m}^3/\text{día}$. Si el usuario tuviese más de un piloto encendido en el verano, hay que agregar este consumo a la cuenta de los pasivos, que en promedio es de $0,5 \text{ m}^3/\text{día}$. En la Ec. (2), Q_{ACS} representa el consumo de gas empleado en calentar el agua. Para pasar de consumos diarios a bimestrales, se multiplica el consumo diario por la longitud media de un bimestre, es decir $60,8$ días; para obtener el consumo anual, se multiplica el consumo diario por 365 días.

Una vez separados los consumos bimestrales, sumamos cada componente de consumo para todo el año y obtenemos los consumos anuales de cada uso, como se observa en la figura 2, donde también se muestra la

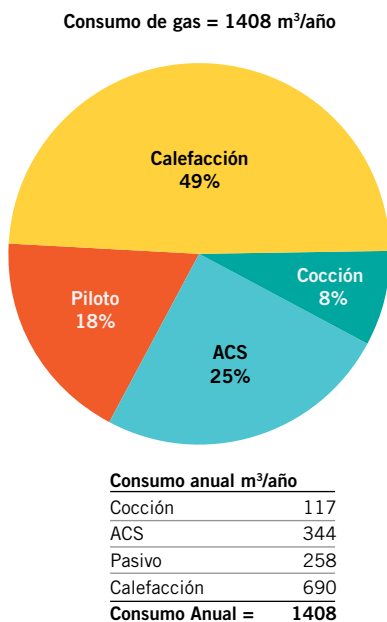


Figura 2. Resultados del consumo anual de gas de un usuario residencial compuesto por tres personas.

torta de distribución de los consumos anuales de gas.

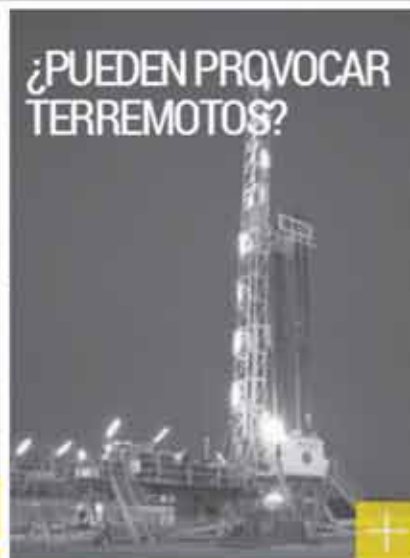
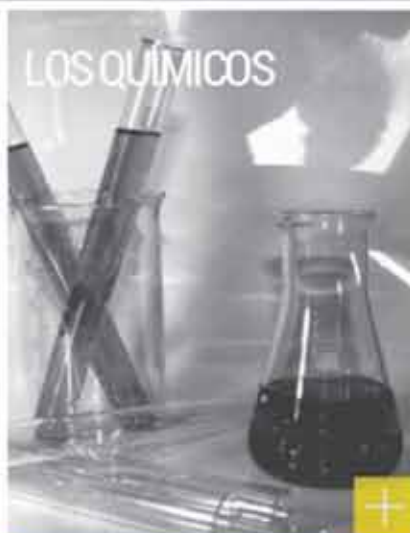
En la tabla se resumen algunas

sugerencias útiles para disminuir los consumos de gas en ACS, cocción y calefacción.

Agua Caliente Sanitaria	Cocción	Calefacción
Si tiene un calefón a gas con piloto, considere cambiar a uno eficiencia clase A, con encendido electrónico. Un equipo así ahorrará unos $200 \text{ m}^3/\text{año}$, aproximadamente $3000 \text{ \$/año}$ en GBA.	Evite que la llama de la hornalla sobresalga del recipiente.	Use el termostato de los artefactos de modo que la temperatura ambiente en la vivienda durante el invierno, no supere los $20 \text{ }^\circ\text{C}$.
Si no puede cambiar el equipo, mantenga el piloto encendido solo cuando usa el artefacto. En el caso de un termotanque, enciéndalo media hora antes de usarlo y apáguelo o bien reduzca la temperatura del termostato a mínimo cuando no lo usa.	Cocine con la olla tapada, siempre que sea posible.	Reduzca las infiltraciones de aire (burlletes en puertas y ventanas).
Cuando lave la vajilla, no deje la canilla con el agua corriendo todo el tiempo. Puede dar una enjuagada rápida inicial y cerrar el agua caliente mientras enjabona y limpia la vajilla, y luego, usa el agua caliente para un enjuague final.	Apague o reduzca la intensidad de la llama una vez que alcanza el hervor.	Use cortinas, persianas bajas a la noche en ventanas. Esto evita que la habitación se enfríe rápidamente.
Use aireadores y reguladores de caudal en la grifería.	Use el horno con moderación. Apáguelo una vez que los alimentos estén cocidos.	Use ropa de abrigo dentro de la vivienda y evite sobrecalentar los ambientes.
Use ducha con flor en buen estado y que disperse bien el agua, ya que ahorra agua y energía para calentarla.	No use las hornallas y el horno para calefaccionar el hogar, es ineficiente y peligroso.	Aumente la aislación térmica en paredes y techos y evite puentes térmicos (zonas donde se transmite fácilmente el calor o el frío desde el exterior).
Reduzca a un tiempo razonable el periodo de ducha.	Cuando cocine pastas, no use demasiada agua. Al aumentar el volumen de agua, se usa más energía que al final se tira: para cocinar un paquete de fideos de $\frac{1}{2} \text{ kg}$ usar dos litros de agua. Caliente el agua en una olla tapada, cuando llega al hervor, poner los fideos, dejar que vuelva a romper el hervor mientras remueve los fideos. Apague la hornalla, déjela tapada durante 15 o 20 minutos. Al cabo de ese tiempo los fideos estarán listos y calientes con el empleo de mucha menos energía.	Si tiene que cambiar o poner ventanas nuevas, elija ventanas de doble vidrio, o doble vidrio hermético (DVH), si bien son más caras, ahorran energía, disminuyen los ruidos exteriores y dan mayor confort.
Instale sistemas solares térmicos de calentamiento de agua. Pero evite el uso como apoyo de un termotanque convencional que no sea clase A. Estos tienen un consumo pasivo alto, que reduce considerablemente los ahorros del sistema solar.		Calefaccione solo los ambientes habitados.
Regule la temperatura del agua con la perilla o botonera del artefacto. Evitar mezclar el agua caliente con el agua fría.		No abra las ventanas para bajar la temperatura del ambiente, regule la temperatura usando el termostato.
Aisle térmicamente las cañerías que conducen agua caliente.		Apague el piloto del calefactor cuando no se use.
No derroche agua y verifique siempre que las cañillas estén cerradas correctamente.		
Evite el uso de presurizadores de agua, ya que generan un mayor consumo de agua.		
	Cuando adquiera un nuevo equipo que sea clase A, ya que consume menos energía.	

Tabla. Consejos para disminuir los consumos de gas natural.

LOS NO CONVENCIONALES OPORTUNIDAD QUIMICOS SISMICIDAD USO DEL AGUA



www.shaleenargentina.org.ar

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

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

Toda la información de los expertos y las últimas noticias.

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

2019 trae nuevas oportunidades de alto nivel técnico para volver a reunir a los profesionales de la industria.

Congresos y Jornadas

Los que vendrán

3° Jornadas de Innovación Tecnológica

El 6 y 7 de agosto, bajo el lema "Integrando el mundo físico y el digital", el IAPG ofrecerá las 3° Jornadas de Innovación Tecnológica, en la que se analizará cómo la industria de los hidrocarburos puede aprovechar las nuevas tecnologías y el vertiginoso acumulamiento de data de manera de ayudar en su desempeño operativo. Aunque la transformación es un hecho, las compañías necesitan saber si están en el camino correcto de la tecnología de las operaciones (OT) y de la tecnología de la información (IT).

El temario incluye transformación digital: IIoT (*Industrial Internet of Things*), big data, *Analytics*, yacimiento digital, si-



6 y 7 de Agosto 2019 - Auditorio Techint

mulación y realidad virtual, robótica y automatización, data *management*, metrología y monitoreo, geonavegación, además de innovación en materiales y estructuras, energías alternativas, eficiencia energética, logística y gestión industrial, *knowledge management* y tecnología organizacional.

Más información: <http://www.iapg.org.ar/congresos/2019/JIT3/index.html#inicio>

Llega la Argentina Oil & Gas 2019



Cada dos años, el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG) organiza la Argentina Oil & Gas Expo, y convoca a los más destacados especialistas para diseñar estrategias que permitan seguir desarrollando una de las industrias que mueve el mayor volumen de negocios del mundo. La próxima edición será del 23 al 26 de septiembre en La Rural Predio Ferial, Buenos Aires, fundamentalmente para promover y potenciar un espacio de intercambio comercial que involucre al conjunto de los empresarios representantes de la cadena de valor del petróleo y gas e industrias relacionadas; con el compromiso de respetar siempre el medio ambiente.

La Exposición Internacional del Petróleo y del Gas es considerada uno de los principales eventos de la industria de los hidrocarburos en la región. Goza de gran reconocimiento internacional y se encuentra consolidada en el mercado del petróleo, gas e industrias relacionadas.

Para su 12º edición se proyecta la participación de más de 300 empresas en una superficie de unos 35.000 m², con la presencia esperada de 20.000 visitantes profesionales.

En paralelo se llevará a cabo el 4º Congreso Latinoamericano y Nacional de Seguridad, Salud Ocupacional y Ambiente, organizado por la Comisión de Seguridad, Salud y Ambiente. Asimismo, se organizarán rondas de negocios con el fin de vincular empresas argentinas con firmas extranjeras. Por último, se desarrollará un completo programa de actividades académicas que incluye conferencias técnicas, lanzamientos y demostraciones de productos, jornadas y talleres, entre otros.

Una industria dinámica que produce avances tecnológicos permanentes exige actualización constante. Los miles de visitantes de cada edición lo saben y allí estarán. Más información: <http://www.aogexpo.com.ar>

4º Congreso Latinoamericano y Nacional de Seguridad, Salud Ocupacional y Ambiente

Bajo el lema "Experiencias innovadoras y sustentables en Seguridad, Salud y Ambiente", el próximo septiembre de 2019, el IAPG realizará, en el marco de la AOG2019, el



4to. Congreso Latinoamericano y 6to. Nacional de 
**Seguridad, Salud Ocupacional
y Ambiente en la Industria
del Petróleo y del Gas**

4º Congreso Latinoamericano y Nacional de Seguridad, Salud Ocupacional y Ambiente, organizado por la Comisión de Seguridad, Salud y Ambiente.

Un ámbito para el intercambio de experiencias, compartir conocimientos y fomentar la innovación en un área tan sensible de la actividad de nuestra industria del petróleo y el gas, como es el cuidado de las personas y del Ambiente. Con distintas modalidades, como la presentación de trabajos técnicos, mesas redondas, charlas magistrales y actividades interactivas, reuniremos a técnicos y expertos, referentes en temas de salud, seguridad y ambiente de todo el país que contará con la concurrencia de destacados oradores de nivel internacional. Los módulos de los temas que se desarrollarán serán los siguientes: Seguridad e higiene; Movilidad segura, Seguridad de procesos, Competencias, Indicadores, Barreras de control, Gestión del cambio; Respuesta a la emergencia, Nuevas herramientas y tecnologías aplicadas, Análisis de riesgo, Comportamiento humano, Ergonomía y Ambiente, Gestión de Residuos, Eficiencia energética y reducción de emisiones, Gestión del agua, Recuperación de sitios contaminados, Indicadores ambientales, y temas de Salud ocupacional, como Factores psicosociales, Prevención de adicciones, Enfermedades profesionales, Manejo del stress; Sustentabilidad, Licencia social y Vinculación con los objetivos de desarrollo sostenible. Al igual que la AOG 2019, este Congreso tendrá lugar en La Rural Predio Ferial de Buenos Aires, Sarmiento 2704, Argentina.

Más información: <http://www.iapg.org.ar/congresos/2019/Seguridad19>

VII Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas



7 MO. CONGRESO 

**Producción
y Desarrollo
de Reservas**

5 - 8 de Noviembre 2019
Mar del Plata, Argentina

La Argentina se encuentra en una coyuntura energética trascendente y enfrenta nuevos desafíos. El área de la producción es crucial para la industria, y surge la necesidad de analizarla en el eje de convencional y no convencional.

Para profundizar en el tema se desarrollará en 2019 el 7º Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas, del 5 al 8 de noviembre en la ciudad de Mar del Plata (provincia de Buenos Aires).

El temario incluye Ingeniería de Producción y Operaciones, Geociencias e Ingeniería de Reservorios, Medio ambiente y Comunidades, Terminación, Reparación y Estimulación de Pozos, Economía de la Producción, Reservorios No Convencionales e Innovación y Transferencia de Tecnología.

Más información: <http://www.iapg.org.ar/congresos/2019/produccion/>



Cursos de actualización 2019

Aquí encontrarás los cursos profesionales
y especializados más prestigiosos de la industrial.

MARZO

INTRODUCCIÓN AL MERCADO ELECTRÓNICO DE GAS

Instructor: *D. H. Nuñez*

Fecha: 22 de marzo. Lugar: Buenos Aires

ABRIL

TALLER DE INTERPRETACIÓN DE MEDICIONES ECODINAMOMÉTRICAS

Instructor: *P. Subotovsky*

Fecha: 24 al 26 de abril. Lugar: Neuquén

MAYO

INTRODUCCIÓN AL BIG DATA Y ANALYTICS EN LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

Instructor: *E. Irigoyen*

Fecha: 16 y 17 de mayo. Lugar: Neuquén

DETECCIÓN Y PREVENCIÓN DE FRAUDES EN EMPRESAS OIL & GAS

Instructores: *R. Campo y C. Torres*

Fecha: 24 de mayo. Lugar: Buenos Aires

PROTECCIÓN ANTICORROSIVA 1

Instructores: *S. Río, C. Delosso, R. D'Anna, D. Molina, G. Mancuso*

Fecha: 28 al 31 de mayo. Lugar: Buenos Aires

JUNIO

ESTACIONES DE MEDICIÓN Y REGULACIÓN DE GAS NATURAL

Instructor: *D. Brudnick*

Fecha: 12 al 14 de junio. Lugar: Buenos Aires

JULIO

EVALUACIÓN DE PROYECTOS 1. TEORÍA GENERAL

Instructor: *J. Rosbaco*

Fecha: 1 al 5 de julio. Lugar: Buenos Aires

VÁLVULAS INDUSTRIALES

Instructor: *D. Brudnick*

Fecha: 11 y 12 de julio. Lugar: Buenos Aires

PROTECCIÓN ANTICORROSIVA 2

Instructores: *E. Carzoglio, C. Flores y J. Ronchetti*

Fecha: 16 al 19 de julio. Lugar: Buenos Aires

SEMINARIO DE LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO Y DEL GAS Y SU TERMINOLOGÍA EN INGLÉS

Instructor: *F. D'Andrea*

Fecha: 17 y 24 de julio. Lugar: Buenos Aires

INGENIERIA DE RESERVORIOS

Instructor: *J. Rosbaco*

Fecha: 29 de julio al 2 de agosto. Lugar: Buenos Aires

AGOSTO

INTRODUCCIÓN A LOS SISTEMAS DE GESTIÓN DE LA ENERGÍA Y LA NORMAL ISO 50.001

Instructor: *A. Heins*

Fecha: 5 y 6 de agosto. Lugar: Buenos Aires

MEDICIÓN, INSTRUMENTACIÓN Y CONTROL EN LA INDUSTRIA DEL GAS

Instructor: *D. Brudnick*

Fecha: 7 al 9 de agosto. Lugar: Buenos Aires

CONTROL DE CALIDAD DE PERFILES Y RESULTADOS DE LABORATORIO

Instructor: *A. Khatchikian*

Fecha: 7 al 9 de agosto. Lugar: Buenos Aires

MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Instructor: *P. Subotovsky*

Fecha: 12 al 16 de agosto. Lugar: Buenos Aires

GESTIÓN DE INTEGRIDAD DE DUCTOS

Instructores: *E. Carzoglio, S. Río, V. Domínguez*

Fecha: 21 al 23 de agosto. Lugar: Buenos Aires

INTRODUCCIÓN A LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO

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

Fecha: 26 al 30 de agosto. Lugar: Buenos Aires

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

Instructor: *J. Rosbaco*

Fecha: 27 al 30 de agosto. Lugar: Buenos Aires

SEPTIEMBRE

INTRODUCCIÓN AL BIG DATA Y ANALYTICS EN LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

Instructor: *E. Irigoyen*

Fecha: 3 y 4 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

EVALUACIÓN DE PLANES Y PREPARATIVOS PARA LA RESPUESTA A DERRAMES DE HIDROCARBUROS

Instructora: *D. Miranda Rodríguez*

Fecha: 4 y 5 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ELÉCTRICAS Y PUESTA A TIERRA

Instructor: *D. Brudnick*

Fecha: 5 y 6 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

NACE – PROGRAMA DE INSPECTOR DE RECUBRIMIENTOS Nivel 1

Instructores: *J. A. Padilla López-Méndez y A. Expósito Fernández*

Fecha: 9 al 14 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

INTEGRIDAD DE DUCTOS: GESTIÓN DE RIESGOS NATURALES

Instructores: *M. Carnicero y M. Ponce*

Fecha: 17 y 18 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

TALLER DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

Instructor: *P. Subotovsky*

Fecha: 19 al 20 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

INTEGRIDAD DE DUCTOS: PREVENCIÓN DE DAÑOS POR TERCEROS

Instructores: *J. Kindsvater, J. Palumbo, M. Palacios y S. Martín*

Fecha: 19 y 20 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

CÁLCULO Y CLASIFICACIÓN DE RESERVAS DE RECURSOS CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES

Instructor: *J. Rosbaco*

Fecha: 23 al 26 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

PROCESAMIENTO DE GAS NATURAL

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

Fecha: 30 de septiembre al 2 de octubre. Lugar: Buenos Aires

OCTUBRE

CLASIFICACIÓN DE ÁREAS PELIGROSAS

Instructor: *D. Brudnick*

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

NACE – PROGRAMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA Nivel 1 – Ensayista en Protección Catódica

Instructores: *H. Albaya y G. Soto*

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

EVALUACIÓN DE POZOS ANTIGUOS EN YACIMIENTOS MADUROS

Instructor: *A. Khatchikian*

Fecha: 15 al 17 de octubre. Lugar: Buenos Aires

TALLER DE ANÁLISIS NODAL

Instructores: *P. Subotovsky y A. Resio*

Fecha: 15 al 18 de octubre. Lugar: Buenos Aires

INTRODUCCIÓN AL PROJECT MANAGEMENT. OIL & GAS

Instructores: *N. Polverini y F. Akselrad*

Fecha: 23 al 25 de octubre. Lugar: Buenos Aires

DOCUMENTACIÓN DE INGENIERÍA PARA PROYECTOS Y OBRAS

Instructor: *D. Brudnick*

Fecha: 24 y 25 de octubre. Lugar: Buenos Aires

RECUPERACIÓN SECUNDARIA

Instructor: *J. Rosbaco*

Fecha: 28 de octubre al 1 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

INTRODUCCIÓN A LA INDUSTRIA DEL GAS

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

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

NOVIEMBRE

IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMAS DE GESTIÓN DE LA ENERGÍA SEGÚN ISO 50.001

Instructor: *A. Heins*

Fecha: 4 al 6 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

SISTEMAS DE TELESUPERVISIÓN Y CONTROL SCADA

Instructor: *D. Brudnick*

Fecha: 7 y 8 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

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

Instructores: *H. Albaya y N. Pesce*

Fecha: 11 al 16 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

TALLER DE BOMBEO MECÁNICO

Instructor: *P. Subotovsky*

Fecha: 19 al 22 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

PROCESAMIENTO DE CRUDO

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

Fecha: 20 y 21 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

INGENIERÍA DE RESERVIOS DE GAS

Instructor: *J. Rosbaco*

Fecha: 26 al 29 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

MEDICIONES DE HIDROCARBUROS

Instructor: *D. Brudnick*

Fecha: 28 y 29 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

DICIEMBRE

PROJECT MANAGEMENT WORKSHOP. OIL & GAS

Instructores: *N. Polverini y F. Akselrad*

Fecha: 2 al 4 de diciembre. Lugar: Buenos Aires

EVALUACIÓN DE FORMACIONES CONVENCIONALES Y SHALE

Instructor: *A. Khatchikian*

Fecha: 3 al 6 de diciembre. Lugar: Buenos Aires

Cursos online

El Instituto Argentino del Petróleo y del Gas está lanzando una serie de cursos *online* sobre temas de la industria. Las propuestas bajo esta modalidad *E-Learning* complementan su tradicional calendario de cursos presenciales. Los contenidos estarán disponibles las 24 horas durante los 7 días de la semana con alcance a cualquier punto del país y del mundo. Se incluirán videoconferencias sincrónicas con los instructores, que son profesionales de prestigio internacional y gran experiencia. También se llevarán a cabo, complementando la formación teórica, una serie de ejercicios prácticos, siempre acompañados por los docentes.

El primero será: "Herramientas de proyecto: WBS - Administración de alcance".

NOVEDADES DE LA INDUSTRIA

TGS designa a Oscar Sardi como nuevo Director General

La empresa de energía designó como Director General al Ingeniero Oscar Sardi en reemplazo de Javier Gremes Cordero, quien se retira de la compañía para desarrollar nuevos desafíos profesionales.

Oscar Sardi es Ingeniero mecánico graduado en la Universidad de Rosario y realizó un Posgrado en Gas en la Universidad de Buenos Aires. Ingresó a Gas del Estado en 1983 como joven profesional, donde desarrolló una extensa experiencia.

Llega a la Dirección General luego de una exitosa carrera en las áreas de operaciones y servicios. Como Director de Servicios, lideró los proyectos de ampliación de gasoductos e instalación del segundo gasoducto submarino en el Estrecho de Magallanes.

Al momento de su designación, se desempeñaba como Director de Operaciones, donde lideró la construcción del gasoducto de captación y la planta de tratamiento de gas que TGS desarrolla en Vaca Muerta.

“Estoy muy agradecido y orgulloso por la nueva posición que asumo. Continuaré trabajando con el mismo compromiso y la misma pasión del primer día, para seguir impulsando el desarrollo y el crecimiento de nuestra compañía y de nuestro país, consolidando a TGS en el cuadro de las empresas líderes de energía en la Argentina”, afirmó el nuevo Director General.

Este mes, la empresa renovó su imagen de marca y presentó su plan de inversiones para 2019, en el que



invertirá más de 330 millones de dólares en sus cuatro negocios principales: servicio público de transporte de gas natural, producción y comercialización de líquidos del gas, telecomunicaciones y *midstream* en Vaca Muerta.

Al: Nobel Prize Dialogue y ABB, ante el envejecimiento de la sociedad

Cuanto más envejecida esté la población de un país, mayor será su necesidad de soluciones robóticas avanzadas con mayores capacidades de inteligencia artificial. Esta hipótesis demográfica y tecnológica fue el trasfondo de todas las conversaciones celebradas el pasado fin de semana en Tokio. La ciudad acogió una conferencia protagonizada por cinco premios Nobel y otros destacados científicos que analizaron el papel fundamental de la innovación técnica en sociedades envejecidas. En las naciones industrializadas de hoy, la robótica y la automatización de máquinas son más comunes en aquellos países donde el porcentaje de población con 65 años o más es elevado y va en aumento.



Uno de esos países es Japón, razón por la que Tokio era el escenario perfecto para acoger el Nobel Prize Dialogue 2019, titulado *The age to come*, que se celebró en el centro nacional de convenciones Pacifico Yokohama. Un tema que encajaba a la perfección con ABB, líder en tecnología pionera centrado en industrias digitales, como la robótica y la automatización industrial y colaborador internacional del programa Dialogue organizado por Nobel Media.

El encuentro contó con la participación de cinco premios Nobel y una selección internacional de destacados científicos y actores políticos, que se congregaron



para debatir sobre las dificultades a las que se enfrentan las sociedades con poblaciones envejecidas, así como también sobre cómo las nuevas tecnologías pueden contribuir a crear un futuro mejor en un mundo donde el porcentaje de personas mayores va en aumento.

Entre los premios Nobel se encontraba Tim Hunt, ganador del Premio Nobel de Fisiología o Medicina de 2001, que participó en un panel sobre nuevas tecnologías y políticas para una sociedad cada vez más envejecida.

Existe la idea errónea generalizada de que los robots están despojando a las personas de sus trabajos. Sin embargo, las sociedades con envejecimiento poblacional están descubriendo que la automatización industrial cada vez es más necesaria en el lugar de trabajo, ya que hay menos gente joven que asuma puestos en el sector de la fabricación, así como otros trabajos que requieren gran esfuerzo físico. De hecho, la maquinaria industrial automatizada en la que ABB innova continuamente realiza algunas de las tareas más duras y permite que los trabajadores sigan en sus puestos hasta una edad más avanzada, si lo desean.

Más allá del ámbito laboral, a medida que las personas envejecen y sus capacidades disminuyen, el porcentaje en aumento de personas mayores está superando el número de jóvenes que puedan cuidarlos y ayudarlos con sus tareas cotidianas. Así, está surgiendo la necesidad aún mayor de robots colaborativos capaces de interactuar con los seres humanos de manera segura y cuidadosa. Se trata de robots como YuMi®, de ABB, el primer robot de dos brazos verdaderamente colaborativo, que se expuso en el evento. Estas tecnologías son una buena muestra de la misión de ABB de resolver algunos de los principales desafíos globales cambiando la manera en que impulsamos nuestras sociedades o producimos bienes y servicios, y la forma en que trabajamos, vivimos y nos movemos.

Nuestra forma de vivir y trabajar se está transformando por la automatización y la robótica, tecnologías que potencian las capacidades físicas e intelectuales de las personas de un modo que hasta hace tan solo unos años parecía impensable. Los robots industriales, en otros tiempos confinados a la realización de tareas complicadas y peligrosas, como soldar piezas para automóviles, han sido liberados para trabajar codo con codo con los seres humanos en todo tipo de tareas complejas. YuMi® puede aprender por sí mismo habilidades humanas, por ejemplo, ser un experto preparando café, hacer trucos de cartas como un mago o dirigir una orquesta sinfónica.

La necesidad de este tipo de robots colaborativos es cada vez mayor. Según *The Economist*, este año, por primera vez en la historia de la humanidad, habrá en el mundo más personas mayores de 65 años que menores de 5. Además de Japón, otros tres países donde el porcentaje de personas mayores de 65 años alcanza las dos cifras (Corea del Sur, Alemania y Singapur) son ya las naciones del mundo con más robots por trabajador humano. Se trata de un hallazgo clave del Automation Readiness Index (ARI), un ranking mundial de inteligencia artificial y robótica creado el año pasado por ABB en colaboración con *The Economist*.

En Japón, dentro de muy poco tiempo, el 40 % de la población tendrá 65 años o más, y la necesidad de soluciones técnicas aumentará a medida que el país envejezca. Lo mismo sucede con la necesidad de contar con nuevos avances en inteligencia artificial y aprendizaje automatizado, incluida la posibilidad de controlar e interconectar esas capacidades a través de ABB Ability™, nuestra innovadora oferta de servicios y soluciones digitales, que materializa las enormes mejoras en rendimiento y productividad que ofrece la digitalización.



“El futuro del envejecimiento es un tema de atención clave en Japón, donde se está dando un importante cambio demográfico”, afirmó Axel Kuhr, Country Manager de ABB en Japón, que acudió al Nobel Prize Dialogue de Tokio. “Esto resulta fundamental en la labor de nuestra empresa a la hora de replantear y reformular el futuro de nuestro modo de trabajar y vivir en una sociedad global que se encamina al progreso y la madurez”. ABB está dando forma a su negocio para orientarlo al liderazgo en industrias digitales y apoyar a sus clientes en una época de digitalización y cambios tecnológicos sin precedentes. ABB, como colaborador internacional de Nobel Media, ayuda a acercar el Premio Nobel a millones de personas de todo el mundo mediante encuentros inspiradores, exposiciones especiales, medios digitales y actividades relacionadas con el legado de Alfred Nobel y los logros de los ganadores de un Nobel. El próximo Nobel Prize Dialogue tendrá lugar en Madrid del 22 al 24 de mayo.

TGN inaugura su nuevo Centro Operativo Neuquén

El pasado jueves 28 de marzo, Transportadora de Gas del Norte S.A. (TGN) inauguró su Centro Operativo Neuquén ubicado en el Parque Industrial Oeste de la capital provincial neuquina.

Con el Centro Operativo Neuquén, TGN fortalece su presencia en la región para participar activamente del desarrollo estratégico de Vaca Muerta ofreciendo servicios y soluciones a la industria energética nacional y regional.

La relación estratégica cultivada con Neuquén desde hace 26 años como cabecera del Gasoducto Centro Oeste (localizado en Loma de la Lata, desde donde opera y mantiene su sistema integrado por gasoductos e instalaciones propias y de terceros) toma un nuevo impulso a partir de ahora con un grupo de profesionales altamente calificados y equipos de trabajo especializados en cada uno de los servicios que ofrece.

El Ing. Daniel Ridelener, Director General de TGN, manifestó: “Inauguramos este Centro Operativo para estar mucho más cerca de nuestros actuales y futuros



clientes, a los cuales podemos brindar una larga serie de servicios que van desde el diseño, el gerenciamiento en la construcción, la operación y el mantenimiento de gasoductos, las plantas compresoras e instalaciones auxiliares”. Y agregó: “Estamos orgullosos de hacer nuestro aporte desde la experiencia de más de dos décadas de una licenciataria de transporte de gas por gasoductos de alta presión que transporta el 40% del gas inyectado en gasoductos troncales argentinos y que representa el 18% de la matriz energética de nuestro país”.

TGN suma en este momento crucial para el desarrollo de la matriz energética nacional todo su *expertise* en la realización de estudios de ingeniería, la formulación de planes de integridad de instalaciones, la realización de *hot-tap* y conexión, consultoría y capacitación en distintos aspectos de la actividad, asesoramiento en seguridad, ambiente, comunidad y prevención de daños y toda una larga serie de servicios para un sector cada vez más exigente en la demanda de profesionalismo e innovación.

ExxonMobil obtiene tres bloques offshore en la Argentina



ExxonMobil ha incrementado su posición en la Argentina luego de que su subsidiaria ExxonMobil Argentina Offshore Investments B.V. y una afiliada de Qatar Petroleum ganaran tres bloques exploratorios durante la primera ronda de licitación en el *offshore* de la Argentina. Las adquisiciones suman aproximadamente 2.6 millones de acres netos a los existentes en la Argentina, lo que incluye los no convencionales en la cuenca de Vaca Muerta, Provincia del Neuquén, y el Centro de Servicios en la Ciudad de Buenos Aires.

Los bloques están ubicados en la Cuenca Malvinas, aproximadamente a 320 km mar adentro de la provincia de Tierra del Fuego, e incluyen las áreas MLO-113, MLO-117 y MLO-118.

“Estamos ansiosos de trabajar con nuestro socio en la exploración de esta nueva oportunidad en Argentina”, dijo Mike Cousins, Vicepresidente Senior de ExxonMobil Upstream Business Development Company. “Esta oportunidad permitirá a ExxonMobil utilizar sus capacidades y experiencia de exploración únicas, mientras evalúa los nuevos bloques”.



ExxonMobil operará los bloques con un interés del 70 %. Una afiliada de Qatar Petroleum tendrá el 30 % restante. El programa inicial de trabajo incluye la adquisición de data sísmica 3-D. La Secretaría de Energía de la Argentina emitirá una resolución confirmando los resultados de la licitación pública.

A través de sus subsidiarias en la Argentina, ExxonMobil actualmente tiene intereses en unos 315.000 acres netos distribuidos en siete bloques en la formación de Vaca Muerta, Cuenca de Neuquén. El Centro de Servicios en Buenos Aires emplea aproximadamente 1.700 ciudadanos argentinos en varias funciones corporativas como recursos humanos, sistemas y finanzas. GeoPark actualizó sus operaciones del primer trimestre 2019.

GeoPark Limited (“GeoPark” o la “Compañía”) (NYSE: “GPRK”), la compañía latinoamericana independiente líder en exploración, operación y consolidación de petróleo y gas con operaciones y plataformas de crecimiento en Colombia, Perú, Argentina, Brasil, Chile y Ecuador, informa hoy la actualización de sus operaciones para el trimestre finalizado el 31 de marzo de 2019 (1T2019). Todas las cifras se encuentran expresadas en dólares estadounidenses y las comparaciones de crecimiento se refieren al mismo período del año anterior, excepto cuando se especifique lo contrario.

Puntos destacados del primer trimestre de 2019

Producción récord de petróleo y gas

- La producción consolidada de petróleo y gas aumentó un 23% a 39.557 boepd.
- La producción bruta operada en Colombia, Chile y Argentina superó los 75.000 boepd.
- La producción de petróleo aumentó un 26% llegando a 34.358 bopd (un 5% más comparado con el 4T2018).

Detalle de la producción trimestral por país

La siguiente tabla muestra las cifras de producción para el 1T2018, 1T2019, en comparación con el 1T2018: 1T2019

Total (boepd)	Petróleo (bopd)	Gas (mcfpd)	Total (boepd)	% Cambio
Colombia	32.131	31.970	966	+22%
Brasil	1.960	30	11.580	-29%
Chile	2.961	685	13.656	+3%
Argentina	2.505	1.673	4.992	-
Total	39.557	34.358	31.194	+23%

- La producción de gas aumentó un 7% a 34,4 mmcfpd.

Éxito en la perforación

- En Colombia: se testearon y pusieron en producción cinco nuevos pozos en el bloque Llanos 34 (operado por GeoPark con una participación del 45%), agregando 5.600 bopd brutos.
- En la Argentina, el pozo Challaco Bajo 1001, apuntando a un play de gas tight nuevo en el bloque El Porvenir (operado por GeoPark con una participación del 100%) fue exitosamente probado y puesto en producción.

Nueva infraestructura en Colombia

- La construcción de la línea de flujo para conectar el bloque Llanos 34 al oleoducto regional se encuentra dentro del presupuesto y completada.



Entrada a nuevo país: Ecuador

- Adquisición de áreas de exploración de bajo costo, bajo riesgo con los bloques Espejo y Perico (operados por GeoPark con una participación del 50%), en la prolifera cuenca Oriente en Ecuador.

Agregando valor a los accionistas

- Inversión de USD 12 millones en el programa de recompra de acciones iniciado en diciembre de 2018, adquiriendo 810.500 acciones mientras se ejecutan programas de trabajo de crecimiento autofinanciados.

Catalizadores: 2T2019

- Testeo de tres pozos y perforación de seis nuevos pozos, incluyendo pozos de desarrollo, de avanzada y de exploración en todo el porfolio panregional de GeoPark en Colombia, Argentina, Brasil y Chile.

Nueva imagen de marca para TGS



La empresa de energía presentó su plan de inversiones para 2019, a través del cual invertirá más de USD 330 millones en sus cuatro negocios principales: servicio público de transporte de gas natural, producción y comercialización de líquidos del gas, telecomunicaciones y *Midstream* en Vaca Muerta.

TGS desarrolla en Vaca Muerta una obra de gran magnitud, que consiste en una primera etapa de construcción de 60 km de gasoducto y una planta de tratamiento que estará operativa este mes. En octubre se realizará la inauguración final de la planta y de los 150 km de gasoductos.

Este proyecto, dirigido al transporte y al acondicionamiento de la producción de gas natural de Vaca Muerta y coloca a TGS como Primer *Midstreamer* de la Argentina, representa una contribución esencial al desarrollo de las reservas de *shale* gas, ya que garantizará la infraestructura requerida para inyectar la producción incremental de gas a los sistemas de transporte y permitirá expandir la escala del mercado de gas, aumentando las oportunidades de exportación, luego de haber cumplido con las necesidades del mercado interno.

Con respecto al servicio público de transporte de gas natural, la compañía invertirá más de USD 100 millones para la operación y el mantenimiento en gasoductos y en plantas compresoras.

TGS presentó su nueva imagen de marca que simboliza su vocación de avanzar y hace de nexo entre el desarrollo de las comunidades y la innovación en energías sustentables. Es una evolución de la identidad actual, con colores más jóvenes y luminosos relacionados con la naturaleza.

Schneider Electric es reconocida por sus valores y ética

Schneider Electric, empresa especializada en transformación digital y gestión de la energía y la automatización, fue reconocida como una de las “Empresas más éticas del mundo” por el Ethisphere® Institute, líder global en establecer y promover estándares comerciales éticos. Es el noveno año que Schneider Electric recibe este reconocimiento, lo que demuestra el compromiso del grupo a largo plazo con todos los aspectos relativos a la ética comercial.

En efecto, Schneider Electric presentó su código de conducta “Principios de responsabilidad” en 2002 y en 2008 lanzó su programa “Responsabilidad y dinámicas

de ética” para promover el compromiso de los empleados. El programa, que combina prevención y asesoramiento con investigación y control, sirve como indicador del desempeño ético en la herramienta de Impacto de Sostenibilidad de Schneider (SSI) para medir el desempeño en materia de sostenibilidad. A fines de 2018, se evaluaron 155 proveedores de Schneider Electric en la categoría “Derechos humanos y medioambiente” de SSI, luego de visitas al establecimiento. La empresa tiene como objetivo evaluar 300 proveedores para 2020. Como ejemplo adicional del programa en curso, un 68% de los empleados de ventas, compras y finanzas recibieron capacitación sobre cómo combatir la corrupción, el objetivo fue poder capacitar al total de la fuerza de trabajo para 2020.

Pionera en ética digital

Además del impacto de sostenibilidad, Schneider Electric ha implementado muchas otras iniciativas. En junio de 2018 se implementó el sistema de alerta *Green Line* para todas las partes interesadas externas: proveedores, subcontratistas, clientes y distribuidores, que fueran testigos o enfrentaran algún tipo de comportamiento poco ético que pudiera implicar o afectar a Schneider Electric. La implementación de este sistema



les permite alertar online de manera sencilla acerca de las situaciones en cuestión. El sistema de alerta *Green Line* es un espejo del sistema interno *Red Line* de Schneider Electric. Además, en 2018 se lanzó la “Campaña de integridad comercial” para los 142.000 empleados de Schneider Electric en todo el mundo. Y a su vez, se lanzó una campaña contra el *bullying*. En 2019, se actualizará el manual de ética de Schneider Electric. Se incorporará un capítulo sobre Ética digital, en el que se describirán las normas éticas que rigen la protección de datos, incluido, por ejemplo, el uso ético de datos en proyectos de inteligencia digital.

Creada en 2006, la lista anual de las empresas más éticas del mundo (World’s Most Ethical Company®) reconoce a las compañías que han demostrado un liderazgo ético ejemplar en sus industrias y han elevado el estándar de comportamiento corporativo respecto de lo que se debe hacer y de estrategias efectivas a largo plazo. Se evalúan cinco áreas clave: ética y cumplimiento, ciudadanía y responsabilidad, cultura de la ética, gobierno corporativo y liderazgo, e innovación y reputación.

YPF Luz: energía renovable para plantas textiles



Cladd I.T.A.S.A y Enod S.A. firmaron un acuerdo por diez años para que el 30% de su producción se realice con energía proveniente de fuentes renovables, el equivalente a 5.000 toneladas de tela para indumentaria por año. A partir de este acuerdo, YPF Luz proveerá de 17,6 gigawatt-hora-año para las plantas textiles ubicadas en San Martín y Morón, en la provincia de Buenos Aires, así como para su planta situada en la provincia de La Rioja, lo que equivale al consumo eléctrico de 4766 hogares.

El 30% de la producción de Cladd y Enod se abastece con energía eólica. Esto significa que su cadena de valor podrá confeccionar cerca de 18 millones de prendas con la tela producida con energía renovable.

En términos de mitigación de gases de efecto invernadero, el acuerdo permitirá el ahorro de 9.184 toneladas de emisiones de dióxido de carbono.

La energía renovable producida por YPF Luz con la que se abastecerá a Cladd y Enod será generada desde el Parque Eólico Los Teros, en Azul, provincia de Buenos Aires donde avanzan las obras con la llegada a puerto y traslado de los primeros nueve aerogeneradores.

YPF Luz provee soluciones de energía confiables, eficientes y sustentables a clientes industriales, con esquemas que se adaptan a sus necesidades. YPF Luz lide-



ra el mercado a término de energías renovables. Cladd y Enod se suman a una importante cartera de clientes, como Toyota, Coca Cola FEMSA y Profertil, que han elegido a YPF Luz su proveedor de energía renovable de largo plazo.

Lockwood incorpora nueva tecnología

LOCKWOOD, empresa neuquina de Well Control Services en la Argentina y, con más de 20 años de experiencia y reconocimiento, incorporará nueva tecnología para incrementar sus servicios, orientado a los pozos de Vaca Muerta y *Offshore* en la Cuenca Austral. El motivo de esta búsqueda se basó en que la industria está empleando válvulas de mayores diámetros y presiones de trabajo en los diseños de boca de pozo. A lo cual corresponden BPV (*Back Pressure Valve*) y TWCV (*Two Way Control Valve*) de mayores diámetros.

LOCKWOOD decidió adquirir la Unidad Hidráulica de Mecanizado (UHM 15K) de Válvulas y BPV (*Back Pressure Valve*) de 15 Kpsi de presión de trabajo con brida de montaje de Ø 2 9/16" para incorporarlo a su lista de herramientas especiales. La UHM está provisto con una fuente de poder hidráulico, una consola de operación a distancia, una bomba manual hidráulica, fresas especiales y 10 m de lubricador de 15 Kpsi. Esta Herramienta ha sido desarrollada con tecnologías de avanzada en los últimos cinco años, se logró su certificación y habilitación para ser empleada en el Mar del Norte y *onshore*.

- Es apta para mecanizar pasajes totales de BPV y TWCV, y válvulas esclusas hasta Ø 7 1/16" con 15



**International
Bonded Couriers**

IBCTM
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

- Kpsi dañadas o de apertura parcial.
- Es apta para limpiar las roscas interiores de alojamientos de BPV y TWCV o remover incrustaciones-taponamientos de hielo, asfáltenos, parafinas, sulfato de bario, corrosión u otros restos de cemento etc.
- El pasaje total logrado permite la colocación de tapones por debajo de la válvula esclusa perforada para el posterior reemplazo de la boca de pozo.
- Con la herramienta de corte adecuada se puede realizar corte interno de cañerías, posteriormente y por congelamiento (*Freeze Job*) lograr la barrera necesaria para extraer y reemplazar la boca de pozo.
- Permite perforar lateralmente en ángulo (hasta varios *casing*) para lograr pasaje o comunicación con los distintos espacios anulares y/o directa, por debajo de la sección A, incluso por debajo de la bodega.
- Apto para intervenir pozos inyectoros.
- Apto para frezar puntos de pesca, cortados en cercanías de la boca de pozo (por ejemplo, *coiled tubing* u otros *tubing* o *crossovers* o *pup joints*).
- Apto para lavado de hidratos, limpiezas y colocación de selladores.

Características

- Cuenta con doble barrera: empaquetaduras Chevron y sellos tipo anular de BOP.
- Reducción significativa de tiempos de operación. Ocupa muy poco espacio / área.
- Construcción modular.
- Todo el funcionamiento es hidráulico.
- Fuerza: 1200 Nm de par o torque.
- Velocidad de rotación: 0 - 150 RPM Presión de trabajo :15 Kpsi
- Vástago hueco capaz de bombear fluido a través del vástago, para operar herramientas hidráulicas o enfriar la fresa y eliminar los recortes. Posibilidad de montar lubricador de distintas alturas, y bolsillo para conjunto de herramientas de mecanizado. Sistema de librado de Fresa. Fresas diseñadas a medida para cada aplicación.
- Certificada por DNV para trabajar en ambientes con H₂S, para *onshore* y *offshore*.
 - BV Design Note
 - Equipment Group II 2G T3 Category Zone 1 Hazardous Area
 - EC Certificate of Conformity
 - API 6
 - AAPI 53
 - NACE MR-01-75
 - ANSI B31-3

Cambio en la Dirección General de Wintershall Energía

Luego de 29 años en Wintershall, en los que ocupó varias posiciones en Wintershall Holding y Wintershall Energía, Gustavo Albrecht, Director General de Win-



tershall Energía S.A. durante los últimos nueve años, dejará la compañía el 28 de febrero de 2019. Mariano Canelo, Director de Joint Ventures & Austral Assets en Wintershall Energía, asumirá temporalmente la gestión del negocio. Canelo ha ocupado diversos cargos en Wintershall Holding y Wintershall Energía durante 23 años. Esta situación interina entrará en vigor el 1 de marzo de 2019. Con la próxima fusión entre Wintershall y DEA Deutsche Erdöl AG está previsto que un nuevo Director General asuma el cargo en la Argentina. Se espera que la transacción se cierre en el primer semestre de 2019, sujeto a las aprobaciones regulatorias.

El mayor productor alemán independiente de gas natural y petróleo, Wintershall, ha participado con éxito en la Argentina durante más de 40 años. A nivel local, la compañía produce hidrocarburos, especialmente gas natural, y es el cuarto productor de gas más grande del país. El foco de la actividad se encuentra en las provincias de Neuquén, Mendoza y en el sur de la costa de Tierra del Fuego. Actualmente, Wintershall Energía S.A. participa en un total de 15 campos de petróleo y gas y produce alrededor de 26 millones de barriles de petróleo equivalente (boe).

Wintershall Holding GmbH con sede central en Kassel Alemania) es una filial que pertenece en su totalidad a BASF en Ludwigshafen, dedicándose desde hace 125 años a la extracción de materias primas, de los cuales más de 85 años a la exploración y la producción de petróleo y gas natural. Wintershall se concentra en las regiones esenciales donde la empresa dispone de un alto grado de especialización regional y tecnológica. Estas son Europa, Rusia, el Norte de África, Sudamérica así como cada vez más la región de Medio oriente. Basándose en la exploración y la producción, la selección de sus socios, las innovaciones y su competencia tecnológica, la empresa desea seguir expandiendo sus actividades de negocio. Wintershall emplea en todo el mundo alrededor de 2.000 personas de 50 nacionalidades y es actualmente el mayor productor alemán de petróleo y gas natural que opera a escala mundial. A finales de septiembre de 2018, BASF y LetterOne firmaron un acuerdo vinculante para fusionar sus compañías de petróleo y gas Wintershall y DEA (Deutsche Erdöl AG). Se espera que la transacción se cierre en el primer se-

mestre de 2019, sujeto a las aprobaciones regulatorias. Wintershall DEA se convertiría en el principal productor independiente de petróleo y gas en Europa. En el mediano plazo, BASF y LetterOne buscan una oferta pública inicial (OPI) de Wintershall DEA.

Wärtsilä construirá una nueva central eléctrica en Chubut para O&G

El grupo tecnológico Wärtsilä construirá una central eléctrica con motores de alta eficiencia para una de las compañías petroleras más importantes de la Argentina. La planta, que utilizará gas como combustible, tendrá una producción inicial de 57,4 MW, luego será ampliada hasta 90 MW. La producción de energía se utilizará principalmente para garantizar el suministro eléctrico de campos petroleros emplazados en la cuenca del Golfo San Jorge y también para abastecer de energía al sistema interconectado nacional. El acuerdo, bajo modalidad EPC, que contempla la ingeniería, compras y construcción de la planta, se rubricó en el cuarto trimestre de 2018.

La nueva central eléctrica de Wärtsilä estará ubicada en el yacimiento Manantiales Behr, uno de los campos petroleros más importantes de la Argentina, y aumentará la eficiencia del suministro de energía del área al reemplazar una planta de turbina de gas existente. La central operará con cinco motores Wärtsilä 31SG, el motor de combustión más eficiente del mercado. Con capacidad para alcanzar la potencia máxima desde el arranque en aproximadamente dos minutos, la solución de Wärtsilä ayudará a equilibrar el sistema absorbiendo las intermitencias del parque eólico adyacente perteneciente al mismo cliente, proporcionando así uno de los primeros sistemas de energía híbridos de la Argentina.

“Necesitábamos un suministro de energía mayor y más confiable para esta importante región productora de petróleo, y estamos seguros de que Wärtsilä tiene la experiencia y la tecnología para entregarlo. La capacidad de arranque en negro de esta planta significa que, en caso de que se produzca un fallo en la red eléctrica, la central Manantiales Behr podrá entregar electricidad de emergencia a la ciudad de Comodoro Rivadavia”, dijo el cliente.

Además de su extraordinaria eficiencia, el motor Wärtsilä 31SG es capaz de operar en condiciones cli-



máticas adversas. Las condiciones del sitio en la cuenca Manantiales Behr incluyen velocidades del viento de hasta 180 km / hora y temperaturas que pueden oscilar entre -10 °C y 40 °C. Se espera que la planta esté en pleno funcionamiento en octubre de 2020.

Emerson es seleccionada como la “Compañía de IIoT del año”

Emerson (EMR en la bolsa de Nueva York), una compañía global de software y tecnología de automatización, fue premiada como la “Compañía del Internet industrial de las cosas del año” por IoT Breakthrough por segundo año consecutivo.

Esta distinción reconoce la innovación y el liderazgo que Emerson ha mostrado al impulsar las estrategias y las tecnologías del Internet industrial de las cosas para los clientes de las industrias de manufactura que incluyen petróleo y gas, energía, químicos, ciencias de la vida y otras.

Los premios IoT Breakthrough, que recibieron más de 3.500 nominaciones en 2018, reconocen a los innovadores, los líderes y los visionarios de todo el mundo en una variedad de categorías del Internet de las cosas,



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

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

entre ellas la industrial, la de tecnología de ciudades inteligentes, la del hogar conectado y otras. El panel de jueces a cargo de las selecciones está formado por profesionales y expertos del Internet industrial de las cosas con experiencia práctica dentro del mercado del IoT e incluye a periodistas, analistas y profesionales de las principales empresas emergentes y de compañías Fortune 100.

Con las capacidades del Internet industrial de las cosas, las compañías industriales tienen más potencial que nunca para recopilar datos en tiempo real. Sin embargo, convertir esos datos en información procesable y desempeño operativo innovador puede ser un proceso complejo. Para ayudar a los clientes a implementar las tecnologías del IIoT sin problemas, Emerson por primera vez su Plantweb™ Digital Ecosystem, una cartera escalable de tecnologías, software y servicios que permite la mejora del desempeño en la producción, la confiabilidad, la seguridad y la gestión de energía.

“A medida que las tecnologías del Internet industrial de las cosas continúan evolucionando, los clientes confían más y más en nosotros para ayudarlos a evaluar e implementar las tecnologías digitales que muestran rendimiento comercial y valor”, dijo Lal Karsanbhai, presidente ejecutivo de la unidad de negocios Automation Solutions de Emerson. “Nuestro objetivo es brindar nuestra amplia experiencia en la industria y tecnologías de automatización que empoderen a los clientes para aprovechar estas capacidades y optimizar el desempeño de la planta”.

Un reciente estudio de Emerson sobre los líderes de la industria responsables de las iniciativas de la transformación digital demostró que solo el 20 % de los encuestados dijo que tenía una visión para la transformación digital y un plan claro y procesable para su implementación. La ausencia de este plan práctico se mencionó como la principal barrera para los proyectos de transformación digital.

Para ayudar a los clientes a entender la promesa de la transformación digital, el Plantweb Digital Ecosystem de Emerson usa un método estructurado y

escalable que permite que las compañías se enfoquen en las áreas de prioridad con un plan práctico adaptado a sus necesidades comerciales y su disponibilidad. Por último, estas soluciones Plantweb ayudan a los clientes a alcanzar el desempeño del cuartil superior, al medir la optimización de la producción, el mejoramiento de la confiabilidad, el incremento de la seguridad y la reducción del uso de la energía.

“Está bastante claro que la digitalización está cambiando radicalmente la cara de mercados completos y el nivel de innovación del Internet de las cosas continúa dando resultados impresionantes, específicamente para los clientes de manufactura, empresariales e industriales en todo el mundo”, dijo James Johnson, Director general de IoT Breakthrough. “En este nuevo mundo de Industry 4.0, se hace cada vez más difícil para los proveedores del Internet industrial de las cosas sobresalir en este mercado saturado. Emerson ha demostrado, con creces, un nivel de innovación y éxito en el mercado del Internet industrial de las cosas por segundo año consecutivo, al llevar a casa nuestra designación como compañía del Internet industrial de las cosas del año. Felicitaciones al equipo de Emerson por su premio de IoT Breakthrough 2019 y el muy merecido reconocimiento de la industria”.

TGS mostró las obras que permitirán evacuar parte de la producción de Vaca Muerta

El por entonces CEO de Transportadora Gas del Sur (TGS), Javier Gremes Cordero, junto con el ministro de Energía y Recursos Naturales, Alejandro Monteiro, recorrieron en febrero último las obras de la planta acondicionadora de gas y dos ductos, ubicados en Añelo.

La planta Tratayén, que acondicionará la calidad del gas natural antes de ingresar a los gasoductos troncales, presenta un avance de obra del 80%, aquí serán tres etapas: construcción, suministros e ingeniería. Cabe destacar que cuando la planta esté terminada tendrá una capacidad inicial de cinco millones de metros cúbicos diarios, ampliable a unos 60 millones de metros cúbicos diarios.

En relación con el sistema de transporte, el ducto Vaca Muerta Tramo Norte, que tendrá una capacidad para transportar 37 millones de metros cúbicos de gas





por día en sus 115 kilómetros de largo, presenta un avance de obra del 50%. El Tramo Sur, que tendrá la capacidad de transportar 19 millones de metros cúbicos por día en sus 32 km de largo, tuvo sus pruebas hidráulicas y presenta un avance de obra del 80%.

Los tramos del gasoducto Vaca Muerta y la planta de Tratayén representan inversiones que superan los USD 250 millones para esta primera etapa y contemplan en este momento unos 1.500 puestos de trabajo abocados a su construcción, considerando tanto empleo directo como indirecto.

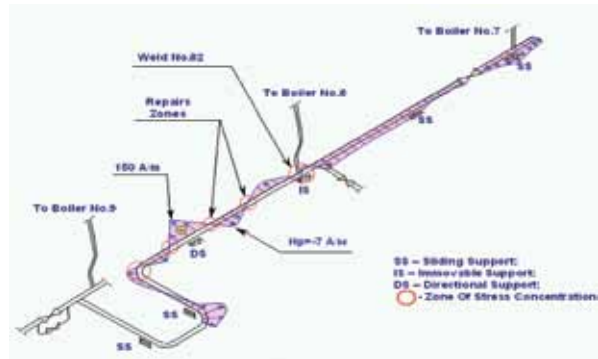
En abril del año pasado, la provincia firmó con la empresa TGS el convenio para llevar adelante obras para transportar la producción de Vaca Muerta, así dispuso de la infraestructura necesaria para ingresar la producción de gas natural incremental a los sistemas troncales de transporte, considerando una inversión que puede alcanzar los 800 millones de dólares.



Morken presenta el Método MMM para inspeccionar tuberías

Inspección válida para tuberías ferromagnéticas pigiables y no pigiables: el método MMM es una técnica de escaneo de la tubería que permite la medición de cambios en los campos magnéticos sobre ductos ferromagnéticos. La identificación de la presencia de zonas con concentración de tensiones es una parte importante de un programa de integridad de tuberías y puede entregar a los operadores una información válida que no es accesible por otros instrumentos de relevamiento de integridad.

Los sensores magnéticos instalados en los equipos pueden identificar los cambios del campo magnético en la pared de la tubería mediante un relevamiento sobre la traza del ducto, o lo que llamamos método remoto. El cambio del campo magnético indica la presencia



de tensiones en la pared de tubería, que es producido por el efecto Villari que indica que, cuando una pieza magnética está tensionada, se deforma el campo magnético natural correspondiente.

La técnica considera la recolección de la información magnético sobre toda la traza de la tubería, el análisis y la emisión de un reporte final en donde se identifican y califican las zonas de concentración de stress por prioridad en magnitud.

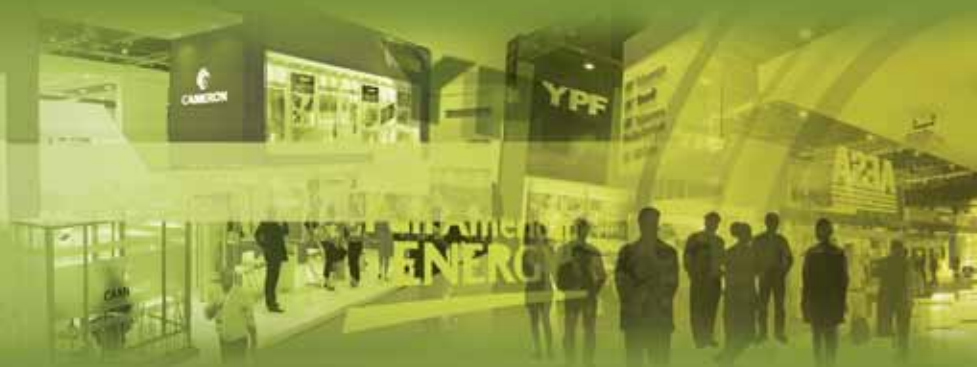
La inspección MMM puede dar información necesaria para guiar los programas de mantenimiento o intervención. La técnica MMM tiene la característica de detectar lugares donde la tubería puede estar siendo afectada por tensiones peligrosas, las cuales lamentablemente no pueden ser detectadas por ninguna otra técnica, incluyendo las inspecciones con pigs inteligentes.

La experiencia ha confirmado que la técnica MMM permite brindarles información valiosa a los operadores, los que, en conjunto con otras técnicas complementarias, identifican y califican el riesgo operativo, permitiendo así asignar planes de intervención acorde a sus prioridades.

Algunos eventos relacionados con el suelo, como los movimientos geotécnicos, ya sea el desplazamiento de laderas o cambios en la carga sobre la tubería pueden manifestarse sin producir cambios observables en el metal (perdidas de espesor, agrietamiento, etc), y que difícilmente pueden ser detectados por las técnicas convencionales de análisis (MFL, UT, Caliper, etc.). A diferencia de estas técnicas, el método MMM permite detectar aquellas áreas donde el nivel de stress magnético nos indique una anomalía de alto riesgo y nos permita definir prioridades para la asignación de recursos buscando garantizar la integridad de los activos y la continuidad en la operación.



ÍNDICE DE ANUNCIANTES



3M	75	MARSHALL MOFFAT	15
AESA	45	METALURGICA SIAM	39
AXION ENERGY	71	PAN AMERICAN ENERGY	RETIRO DE TAPA
BAKER HUGHES A GE COMPANY	31	PECOM SERVICIOS ENERGIA	53
COMPAÑÍA MEGA	19	PELTON	81
CONGRESO DE PRODUCCION'19	RETIRO DE CONTRATAPA	SHALE EN ARGENTINA	147
CURSOS IAPG	85	TECPETROL	23
CURSOS REGISTROS DE POZO	125	TEXPROIL	CONTRATAPA
ENSI	37	TOTAL	9
FINNING	61	TREATER	67
FUNCIONAL	27	V Y P	159
GABINO LOCKWOOD	41	WINTERSHALL ENERGIA	57
HALLIBURTON ARGENTINA	13	YPF	7
IBC- INTERNATIONAL BONDED COURIERS	157		
IGP	109	Suplemento Estadístico	
INDUSTRIAS J.F. SECCO	79	HALLIBURTON ARGENTINA	RETIRO DE CONTRATAPA
INDUSTRIAS QUILMES	43	INDUSTRIAS EPTA	CONTRATAPA
IPH	95	INGENIERIA SIMA	RETIRO DE TAPA



7 ° CONGRESO **iAPG**

Producción y Desarrollo de Reservas

5 - 8 NOV 19
Mar del Plata
Argentina



 6ª Jornada de
**Recuperación Mejorada
de Petróleo - EOR**

 1ª Jornadas sobre
**Alternativas y Oportunidades
para el Aprovechamiento del Gas**

 1º Concurso
**PYMES de la industria
de los hidrocarburos**
Sector Upstream

 1º Concurso
**para Emprendedores
para la industria de
los Hidrocarburos**
Sector Upstream

 Conferencias web
**con profesionales
internacionales
world class**



iAPG INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

Maipú 639 (C1006ACG) - Buenos Aires, Argentina
Tel: (54 11) 5277 IAPG (4274) - www.iapg.org.ar

**Shale
en
ARGENTINA**
www.shaleenargentina.org.ar



Fusionamos experiencia,
innovación y tecnología,
**transformando ideas
en resultados**

Ofrecemos soluciones integrales de completación, basadas en el servicio y en la innovación, siendo la opción más eficiente de la industria. Estamos comprometidos con la Calidad, la Seguridad, el Medio Ambiente y la Mejora Continua.


www.texproil.com.ar



Texproil

A Sage Rider Company



"Hemos iniciado la revolución y cambio de paradigma en Vaca Muerta en lo que respecta a monitoreo de reservorios en Tiempo Real y de manera continua"
Conjuntamente Texproil y SageRider han desplegado el primer sistema de sensores de cuarzo para obtención de información de presión y temperatura de fondo de pozo de una manera eficiente, sin tiempos perdidos y de manera segura.

"Añelo, Pcia. Neuquén - Vaca Muerta - Diciembre 2018"



SEDE PRINCIPAL - Guillermo Marconi 1800, Parque industrial, Cipolletti - Rio Negro - Tel: +54 299 479-0197/2302

HOUSTON - SageRider, Incorporated - 12950 South Kirkwood Ste. 160 - Tel: (877) 219-4730 - www.sageriderinc.com