

PETROTECNIA

Revista del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas | ISSN 0031-6598 - AÑO LXIII - 1 | 2023

1 / 2023

Petrotecnia Revista del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas. • Año LXIII N° 1

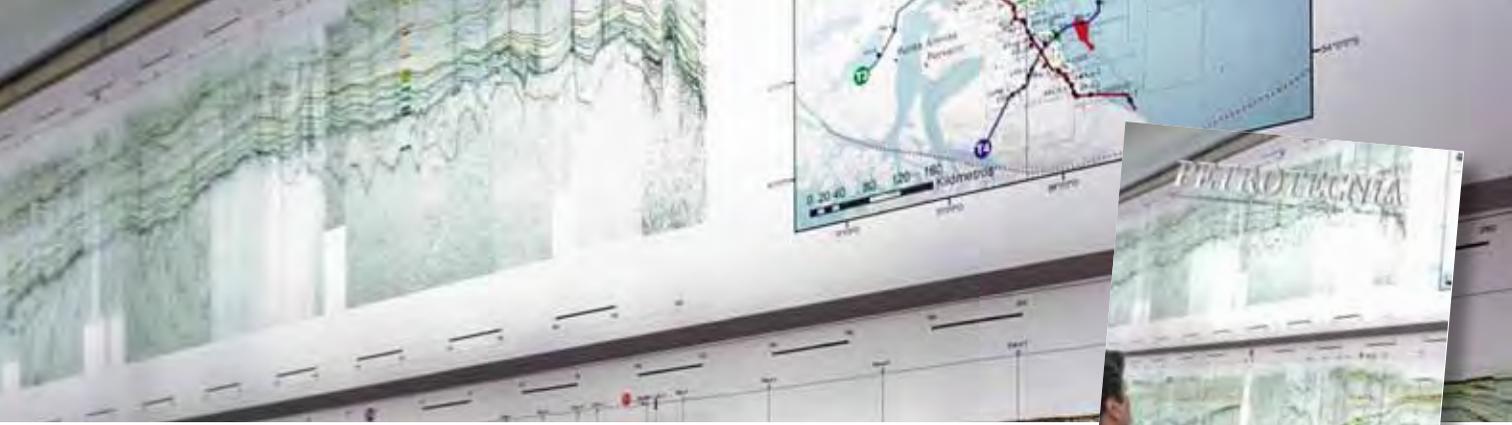
El desafío de consolidar el crecimiento: destacados de Conexplo



Media sponsor de:



5º Congreso Latinoamericano y 7º Nacional de Seguridad, Salud Ocupacional y Ambiente en la Industria del Petróleo y del Gas



Promediamos el año 2023 con una excelente noticia: la construcción del gasoducto Néstor Kirchner está casi terminada, es decir, la tan necesaria y lógica infraestructura para transportar el enorme volumen de producción que se genera hoy en Vaca Muerta.

La actual actividad en esa formación asombra, es algo que no se veía hacía tiempo y, obviamente, es producto del desarrollo. Desde el punto de vista técnico resulta asombroso lo que se ha podido hacer en Vaca Muerta en tiempo récord. Sin embargo, desde el punto de vista de la actividad posible, vemos que durante estos 10 o 13 años se ha perdido el tiempo. Actualmente, la producción de Vaca Muerta supera los 80 Mm/día de gas y 300.000 bbd de petróleo. Vaca Muerta ha convertido a la cuenca Neuquina en el principal productor de gas y de petróleo del país. Y esto se debe a los hidrocarburos no convencionales. El 90% de la producción de petróleo es no convencional y el 80% de la producción de gas es no convencional.

Haciendo un cálculo rápido, vemos que, si hubiese estado Vaca Muerta en otro contexto, se podrían haber producido unos 500 Mbp adicionales a los que se produjeron, que a los precios actuales serían unos 40.000 millones de dólares para el país, se habrían ampliado los oleoductos y los puertos para exportación. También los gasoductos internos y de exportación de gas. Y probablemente tendríamos una planta de GNL en construcción o a punto de ser terminada. Y esto habría sido más que bienvenido por Europa y Asia Pacífico.

La Argentina habría estado en una muy buena posición para exportar todos estos saldos hacia el resto del mundo, que está buscando otras fuentes de abastecimiento distintas de Rusia. Tanto Europa como Asia Pacífico se están abriendo a este tipo de exportaciones. Es decir, la Argentina tendría allí oportunidades en el corto y mediano plazo.

A largo plazo no sabemos cuánto gas y petróleo se seguirá utilizando, pero lo que se utilice competirá con otras fuentes, lo que demandará ser extremadamente eficientes para poder ser competitivos.

Actualmente, vamos por el camino correcto con el gasoducto Néstor Kirchner, con el Proyecto de Ley que se está llevando al Congreso para fomentar la construcción de la planta de GNL y también para el hidrógeno. Probablemente necesitemos un proyecto similar para inversiones en captura de carbono y su secuestro.

Pero precisamos más libertad de exportación, ser confiables para asumir compromisos a largo plazo con los demás países y que luego sean cumplidos, no como ocurrió en el pasado, que se interrumpieron. Necesitamos inversiones: la actividad en Vaca Muerta podría ser tres o cuatro veces superior a la actual. Para ello se requieren inversiones de unos 10.000 millones de dólares promedio al año. Y para poder pagar esas inversiones se necesitará la libre disponibilidad de las divisas

de esas exportaciones.

Además, necesitamos estabilidad, porque no podemos arrancar con proyectos, como el de GNL de 7000

millones de dólares y que a mitad del camino se modifiquen las condiciones impositivas, de regalías, tasas, etcétera, y el proyecto quede fuera de competencia con otros activos en el mundo.

Llevar adelante una actividad de esta magnitud requerirá de mayor equipamiento tanto de fractura como de perforación, materiales y servicios. Esto se debe a que la industria de los hidrocarburos no se remite solo a la perforación del pozo, sino que se expande a lo largo y ancho de todo el país con bienes y servicios que se proveen desde distintos puntos.

Es decir, cuando aumentamos la actividad, ellos tendrán que invertir en la ampliación de sus fábricas para brindar el servicio en tiempo y forma. Y esto va a arrastrar, no solo la inversión en los pozos, sino también en el sector manufacturero y de servicios en el resto de las provincias, generando empleo que, a su vez, necesitará de infraestructura para radicarse en esas localidades.

Hoy la integración que tienen el gas y el petróleo ronda entre el 80% y el 85%. Es decir, en promedio, solo se importa el 15% de las necesidades, con lo cual cada vez que aumenta la actividad en el sector hidrocarburífero, también se incrementa la actividad de estos otros sectores, en los que se genera empleo. Hasta ahora no existe otro sistema energético con la integración del sector de los hidrocarburos.

Es importante, entonces, que generemos las condiciones para que la actividad se triplique y llegar al famoso millón de barriles. O, mejor dicho, superarlo, considerando las oportunidades que tiene nuestro país.

Nuestra industria está capacitada para llevar de manera sustentable estos desarrollos y, creemos que, si se dan las condiciones necesarias, el sector de los hidrocarburos puede ser un factor importante en la recuperación del país.

Todo esto tenemos presente en cada actividad que realizamos desde el IAPG.

Así se vio en la incansable actividad del 11º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos del ISA`PG, cuyos trabajos seleccionados ofrecemos en este número.

Y así podrá verlo toda la industria el próximo septiembre en la AOG 2023 (Argentina Oil & Gas Expo) que será marco del 5º Congreso Latinoamericano y 7º Nacional de Seguridad, Salud Ocupacional y Ambiente de la Industria del Petróleo y del Gas. Y semanas más tarde, en el 8º Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas, bajo el lema "Invertir, producir, exportar".

¡Nos queda mucho trabajo por delante!

Nos vemos en el próximo número.

Ernesto A. López Anadón



Tema de tapa

El desafío de consolidar el crecimiento: destacados de Conexplo

(Conexplo) realizado por el IAPG en noviembre de 2022. Además, fue seleccionado como el mejor por el tema Exploración y Sistemas Petroleros en el marco del mismo congreso.

Estadísticas

07 Los números del petróleo y del gas

Tema de tapa

08 “Los tiempos se aceleran y la industria responde” Por Claudia Borbolla (Presidenta del 11° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos de Hidrocarburos del IAPG)

Al frente del vasto equipo que organizó y realizó esta nueva edición del congreso de geociencias más prestigioso del país y la región, abre la puerta a la publicación de la primera parte de los trabajos premiados en este evento de clase mundial.



10 Exploración de frontera del Cretácico superior-terciario en Cancha Carrera, bloque Tapi Aike, oeste de la cuenca austral, provincia de Santa Cruz

Por Damián M. Jait, Manuela Rivero, Martín F. Cevallos (Compañía General de Combustibles S.A.)

Este trabajo fue galardonado con el Premio Luis Rey, el máximo premio otorgado por el 11° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos

26 Revitalización con inyección de polímeros del yacimiento Cañadón León, flanco sur de la cuenca del golfo San Jorge, Argentina

Por Andrés Legarreta, Valeria Mayer Bordón, Carolina Martínez, Rosina Barberis, Florencia Schein y Luis Martino (YPF S.A.)

Este trabajo fue seleccionado como el mejor por el tema Desarrollo y Sustentabilidad en el marco del 11° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (Conexplo) realizado por el IAPG en noviembre de 2022.

38 Integración de información de subsuelo y afloramiento análogo para la caracterización del reservorio Huitrín Fracturado

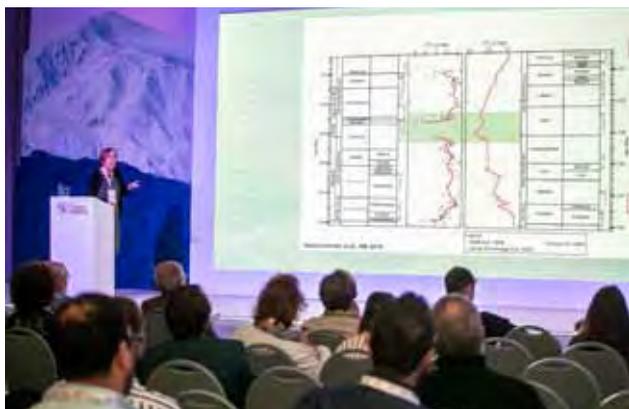
Por Lucía Ciancio, Ramiro G. López, Emilio A. Rojas Vera, M. Agustina López Ordines y Rosina C. Barberis (YPF S.A.)

Este trabajo fue seleccionado como el mejor por el tema Geología Estructural y Tectónica en el marco del 11° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (Conexplo) realizado por el IAPG en noviembre de 2022.



52 El ciclo Ándico de Groeber en la cuenca Neuquina, una revisión y actualización

Por Beatriz Aguirre-Urreta, Andrea Caramés, Cecilia S. Cataldo, Andrea Concheyro, Darío G. Lazo, Marina Lescano, Leticia Luci, Luciana S. Marín, Maximiliano Naipauer (UBA-CONICET); Yanina Herrera, Victor A. Ramos (UNLP y CONICET); Rafael López-Martínez (UNAM México DF); Mathieu Martínez (Université Rennes); Pierre Pellenard (Université Bourgogne); Diego A. Pino, Maisa Tunik (UNRN-CONICET); y Verónica Vennari (UTN-CONICET)



Este trabajo fue seleccionado como el mejor por el tema Estratigrafía y Análisis de Cuencas en el marco del 11° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (Conexplo) realizado por el IAPG en noviembre de 2022.

68 Caracterización sísmica de las formaciones Punta Rosada y Lajas. Inversión pre-stack de trazas y presión poral en el bloque Río Neuquén, cuenca Neuquina

Por Pablo Tramannoni, Federico Späth, Emiliano Santiago, Francisco Chiachiarelli, Federico Wagner, Verónica Hammar (YPF S.A.)

Este trabajo fue seleccionado como el mejor por el tema Geofísica en el marco del 11° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (Conexplo) realizado por el IAPG en noviembre de 2022.

84 Desarrollo y rejuvenecimiento de un campo maduro a partir de la optimización en la producción

Por Manuel Emiliano Arijón y Santiago Eduardo Fernández (Pan American Energy)

Este trabajo fue seleccionado como el mejor por el tema Campos Maduros en el marco del 11° Con-

greso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (Conexplo) realizado por el IAPG en noviembre de 2022.

104 Mapa de orientación de esfuerzos horizontales en la cuenca Neuquina a partir de la interpretación de imágenes de pozo

Por Elanor Díaz y Francisco C. Chiachiarelli (YPF S.A.)

Este trabajo resultó ganador del Concurso Premio Especial a Jóvenes Profesionales del IAPG, en el marco del 11° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (Conexplo) realizado por el IAPG en noviembre 2022.

Nota técnica

116 Alerta temprana para prevenir la interrupción de servicios esenciales

Por Salvador Gil y Roberto Prieto (UNSAM)

En esta nota se proponen algunas medidas para prevenir las interrupciones de servicios energéticos. El uso racional y eficiente de la energía desempeña un rol central. Además de prevenir la interrupción de servicios, disminuye las emisiones de carbono. Al mismo tiempo se mejora la seguridad y la resiliencia energética de la sociedad.

122 Realidad aumentada en la operaciones

Por Francisco Lanzani y Luciano De Marzo (YPF S.A.)

Se desarrolló una aplicación de realidad aumentada para obtener datos en tiempo real de equipos y pozos. Además permite visualizar variables, tendencias y registros, con el fin de facilitar la toma de decisiones en el campo.



Actividades

124 Congresos y jornadas

Staff

Director: Ernesto A. López Anadón

Editor general: Martín L. Kaindl

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

Asistentes del Departamento de Comunicaciones y Publicaciones:

Mirta Gómez y Romina Schommer

Departamento Comercial: Daniela Calzetti y Graciela Nubile

publicidad@petrotecnia.com.ar

Estadísticas: Roberto López – Mayra Pollano

Comisión de Publicaciones

Presidente: Eduardo Fernández

Miembros: Jorge Albano, Silvia Barredo, Jorge M. Buciak, Rubén Caligari,

Carlos Casares, Martín L. Kaindl, Alberto Khatchikian, 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 es gratuita para 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 LXIII N° 1 - 2023

ISSN 0031-6598

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

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

Adherida a la Asociación de Prensa Técnica Argentina.
Registro de la Propiedad Intelectual N° 041529 - ISSN 0031-6598.
© Hecho el depósito que marca la Ley 11.723.
Permitida su reproducción parcial citando a *Petrotecnia*.



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 2021-2023

Cargo

Presidente
Vicepresidente
Vicepresidente *Upstream*
Vicepresidente *Downstream* Petróleo
Vicepresidente *Downstream* Gas
Vicepresidente de Perforación y Terminación de Pozos
Vicepresidente de Servicios de pozos
Vicepresidente Fabricación de Equipos y Materiales
Secretario
Pro-Secretario
Tesorero
Pro-Tesorero
Vocal Titular

Revisor de cuentas titular

Revisor de cuentas suplente

Empresa

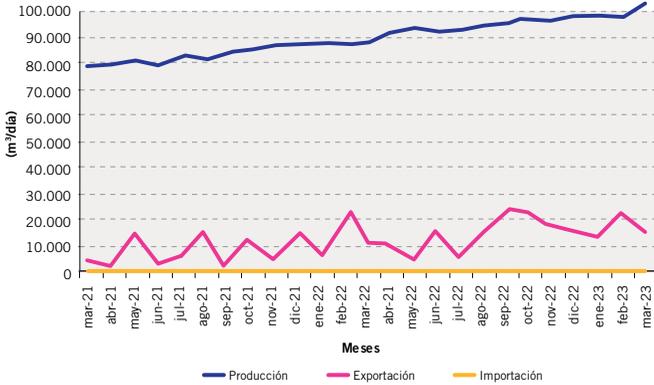
SOCIO PERSONAL
YPF S.A.
SHELL ARGENTINA
RAIZEN
TGS
BAKER HUGES
PECOM SERVICIOS PETROLEROS
TENARIS -SIDERCA
PAN AMERICAN ENERGY
EXXON ARGENTINA
TOTAL AUSTRAL S.A.
CHEVRON
TECPETROL
TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE (TGN)
NATURGY (Gas Natural Fenosa)
PAMPA ENERGÍA
WINTERSHALL
PLUSPETROL
METROGAS
CAMUZZI GAS PAMPEANA S.A.
CAPSA/CAPEX
CGC
AXION ENERGY (PAE)
HALLIBURTON
WEATHERFORD
SCHULUMBERGER
SPARK ENERGY SOLUTIONS
PETROQUIMICA COMODORO RIVADAVIA
RAFAEL ALBANESI S.A.
LITORAL GAS
ENAP SIPETROL
GEOPARK ARGENTINA
SOCIO PERSONAL
CESVI ARGENTINA S.A.
AGGREKO ARGENTINA S.A.
SOCIA PERSONAL
SOCIO PERSONAL

Titular

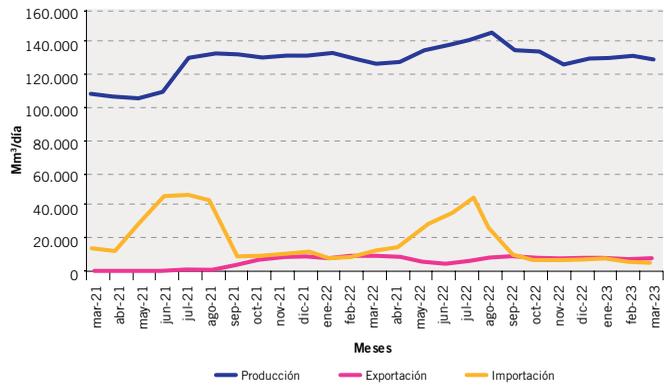
Ernesto López Anadón
Gonzalo Martín López Nardone
Verónica Stanisic
Teofilo Lacroze
Oscar José Sardi
Carlos Alberto Henning
Jorge Javier Gremes Cordero
Diego Ariel Schabes
Rodolfo Eduardo Berisso
Matías Domingo Szapiro
Dra. María Gabriela Roselló Warren
Ricardo Lorenzo Seeber
Pablo Carlos Ledesma
Iván Hansen
Martín Norberto Yáñez
María Inés Sainz
María Julia Rita Martínez Novello
Germán Macchi
Alejandro Héctor Fernández
Mauricio Cordiviola
Jorge Miguel Buciak
Eduardo Hugo Antranik Eurnekian
Daniel Alberto Santamarina
Anibal Fernando Rearte
Diego Martínez
Luis Corti
Margarita Perla Esterman
Marcelo Ernesto Irusta
Jorge Hilario Schneider
Dante Alejandro Dell'Elce
Walter Fernández
Juan Martín Crespo
Nino Domingo Antonio Barone
Gustavo Eduardo Brambati
Jorge Pablo Tomsin
Muriel Lilitana Miller
Oscar Héctor Mancilla

LOS NÚMEROS DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

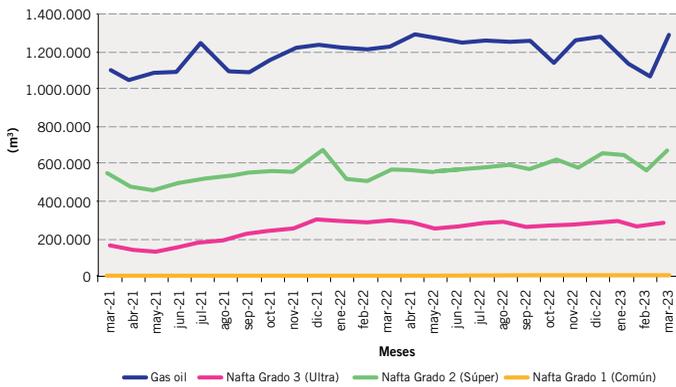
Producción de petróleo versus importación y exportación



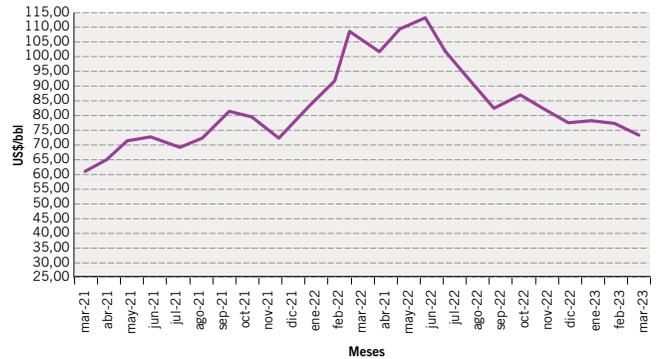
Producción de gas natural versus importación y exportación



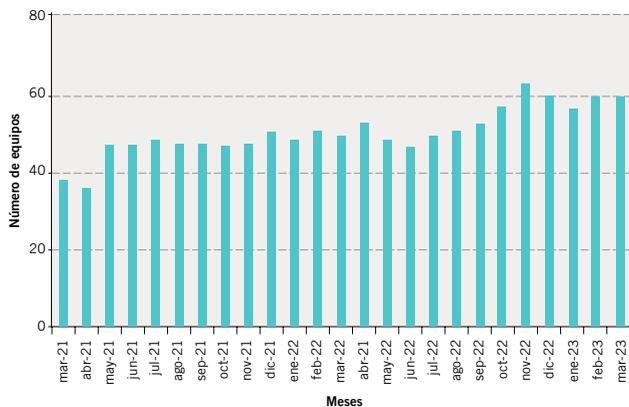
Ventas de los principales productos



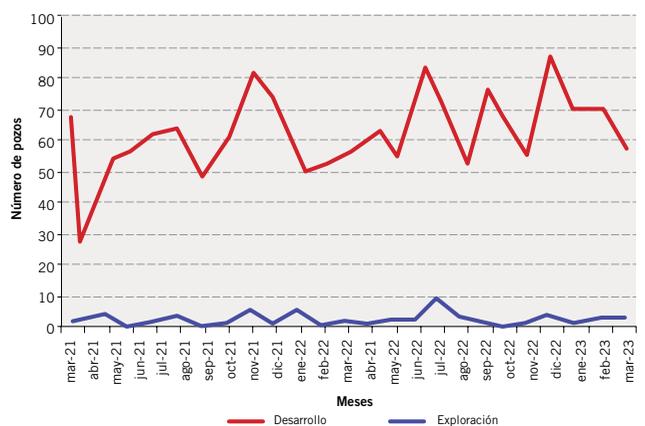
Precio del petróleo de referencia WTI



Cantidad de equipos en perforación



Pozos perforados





“Los tiempos se aceleran y la industria responde”

Por **Claudia Borbolla**, Presidenta del 11º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos de Hidrocarburos del IAPG

“El desafío de consolidar el crecimiento” ha sido el lema del evento técnico más importante del sector de energía en Argentina y la región de los últimos años, el Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos CONEXPLO 2022.

Cuando hablamos de crecimiento, es imprescindible considerar el desarrollo económico, social y ambiental. Y para seguir adelante, se deben afrontar escenarios nuevos e inciertos, construyendo un camino de progreso individual y colectivo, personal y empresarial, público y privado. Siempre basado en la actuación responsable de todos sus protagonistas, en un mundo que avanza en la implementación de tecnología de punta, en la inversión de capital intensivo y de cara a la apertura energética acompañada del cuidado del medio ambiente.

Para que un país alcance dicho objetivo se necesita de la preparación idónea de su gente, el conocimiento preciso de sus recursos y la renovación de oportunidades a mediano y largo plazo. Teniendo esto presente, CONEXPLO ha demostrado ser el ámbito donde se enla-

zan avances en disciplinas técnicas y tecnológicas, experiencias y visiones para la Argentina y la región.

La Argentina tiene reservas, recursos y portafolios exploratorios de características mundiales. Vaca Muerta produce hoy el 40% del petróleo y el 50% del gas de todo el país. Y está a la espera de poder brindar su capacidad al máximo. La producción de hidrocarburos se complementa con el aporte indiscutido e imprescindible de los campos convencionales, muchos de ellos ya maduros. Y el *offshore*, es la propiedad exploratoria más extensa del país, con potencialidad de recursos aún por descifrar y a la espera de descubrirlos.

Estos tres escenarios cubren ejemplarmente las características de un país con fuentes de energía propias y de perduración histórica, que lo llevarían a ser un país energéticamente autosustentable y de exportación para el Cono Sur.

En concordancia, la sociedad es cada vez más exigente en niveles de aceptabilidad. Los tiempos se aceleran y la industria responde. La energía que se produce tiene



Al frente del vasto equipo que organizó y realizó esta nueva edición del congreso de geociencias más prestigioso del país y la región, abre la puerta a la publicación de la primera parte de los trabajos premiados en este evento de clase mundial.

que ser necesariamente más limpia, producida de manera más responsable y amigable con el medio. Más energía y menos emisiones es el compromiso que las compañías del sector están asumiendo. Pero sabemos que para el año 2050 aún la matriz energética global estará sustentada en un 50% por fuentes de energía fósiles.

El camino hacia el pleno desarrollo de las energías renovables es la transición energética, donde los proyectos gasíferos son un eslabón imprescindible para esta transformación. Por lo tanto, debemos estar a la altura de las circunstancias impulsando la migración hacia nuevas fuentes, manteniendo el espíritu pionero y la incansable búsqueda de la excelencia.

CONEXPLO 2022 ha permitido promover la transferencia del conocimiento, el intercambio productivo de experiencias técnicas y el avance hacia mejores horizontes. Gracias a los más de mil asistentes profesionales y técnicos de la industria, asociaciones afines, entes académicos y gubernamentales que formaron parte de este evento, a las distintas opciones de relacionamiento y a

los trescientos trabajos técnicos publicados, nuevamente CONEXPLO 2022 representa un punto de inflexión para el desarrollo profesional.

En esta edición de la revista *Petrotecnia* se comparten los trabajos premiados en cada una de las instancias técnicas de CONEXPLO 2022. Donde las pautas de premiación se basan en destacar al trabajo que haya demostrado mayor calidad y originalidad en su contenido.

Mi más sincero reconocimiento a los profesionales que desinteresadamente han colaborado con la publicación de material de calidad y felicitaciones a los que lograron destacarse por sus altos estándares técnicos, contenidos de valor y capacidad de transmitir su conocimiento. Así también agradezco a las empresas que permiten la publicación de información propia sobre la firme convicción de que en el intercambio está la adición de valor.

Seguramente el lector sabrá identificar el aporte idóneo que hay en cada trabajo publicado y valorar así la oportunidad que se presenta para consolidar el crecimiento de nuestra comunidad profesional.



Exploración de frontera del Cretácico superior-terciario en Cancha Carrera, bloque Tapi Aike, oeste de la cuenca austral, provincia de Santa Cruz

Por *Damián M. Jait, Manuela Rivero, Martín F. Cevallos* (Compañía General de Combustibles S.A.)

Este trabajo fue galardonado con el Premio Luis Rey, el máximo premio otorgado por el 11° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (CONEXPLO) realizado por el IAPG, en noviembre de 2022. Además, fue seleccionado como el mejor por el tema Exploración y Sistemas Petroleros en el marco del mismo Congreso.

El área de estudio se ubica en el suroeste de la provincia de Santa Cruz, en el sector oeste del bloque Tapi Aike, en la zona de Cancha Carrera (Figura 1). El sector ha tenido actividad exploratoria en las décadas del setenta y del noventa con la registración de sísmica 2D y la perforación de tres pozos. Estas campañas fueron las primeras en documentar la presencia de gas combustible sobrepresionado en diferentes niveles del Cretácico superior y del Terciario, resultando en descubrimientos no comerciales o no concluyentes. En 2018, CGC S.A. inicia en el sector una nueva campaña exploratoria, que incluye a la fecha la registración de 780 km² de sísmica 3D (2019-2020), el reprocesamiento de 660 km de sísmica 2D y la perforación de dos pozos exploratorios con el objetivo de prospeccionar las unidades cretácicas y terciarias.

Producto de su ubicación en el foredeep de la cuenca de antepaís, esta zona presenta la particularidad de tener una columna estratigráfica del Cretácico superior y Paleoceno mucho más potente que aquella extensamente

Antecedentes

La zona de estudio tiene dos campañas exploratorias previas a la entrada de CGC. La primera, en la década del setenta, fue llevada a cabo por YPF con la perforación de los pozos Cancha Carrera. es-1 (YPF.SCA.CC.es-1, 1972-73) y Travesía de Arriba.x-1 y 1(bis) (YPF.SCA.TA.x-1 y 1 bis, 1973) a partir de líneas sísmica 2D previamente registradas. La segunda campaña corresponde a la perforación del pozo Travesía de Arriba.x-1001 (PC.SCA.TA.x-1001, 1994) llevada a cabo por Perez Companc.

El pozo de estudio CC.es-1 tuvo como objetivo continuar con la exploración del Terciario y Cretácico superior luego de haberse perforado el pozo Cerro Palique. es-1 (YPF.SCS.CP.es-1, 1966; PF 2294 mbbp; Figura 1) 35 km al noroeste en el bloque Paso Fuhr, en el límite con Tapi Aike. El pozo CC.es-1 alcanzó los 3523 mbbp de los 4500 m programados. Su perforación se tuvo que realizar en dos etapas a causa del crudo invierno en la zona. El principal nivel de interés documentado por el sondeo corresponde al identificado en la Formación Cerro Cazador, en el cual el pozo entra en surgencia al ser perforado con una densidad de lodo de 1230 g/l y requiriendo 1650 g/l para poder finalizar esa sección en 3090 mbbp, quemando gas al campo. La siguiente sección del pozo cuenta con eventos de surgencia en 3270 mbbp y gasificación del lodo en 3504 mbbp. La máxima densidad de lodo alcanzada en el fondo fue de 1880 g/l, la cual permitió alcanzar los 3523 mbbp. Esta sección no fue perfilada por la presencia continua de gas en la columna y fue entubada con liner de 7", el cual finalmente se tuvo que abandonar por problemas de aislación dejando sin

probar los niveles de interés de la Formación Tres Pasos. La terminación del pozo consistió en un punzado en el reservorio de la Formación Cerro Cazador, el cual tuvo un ensayo de gas sin presión y condensado con comportamiento de *tight sand*. Se estimó una presión de formación mínima de 360 kg/cm², 45% de sobrepresión sobre el gradiente hidrostático normal (Figura 2).

El pozo TA.x-1 alcanzó los 3406 mbbp, donde tuvo un evento de surgencia lo cual llevó a densificar, entrar en pérdida y quedar aprisionada la herramienta, por lo que se decidió el abandono de la última sección del pozo. Su reemplazo, el TA.x-1(bis) ubicado a 30 m del original, alcanzó los 1875 mbbp, donde entró en surgencia, debido a una posible conexión con el pozo original. El pozo llega a ensayar con DST (Drill Stem Test) un nivel de arenas canalizadas de la Formación Río Turbio con 5680 m³/d de gas y una presión de formación de 232 kg/cm² a 1519-47 mbbp.

El pozo TA.x-1001, ubicado a 5 km al norte del TA.x-1, alcanzó satisfactoriamente los 3494 mbbp pudiendo ensayar 7 niveles de la Formación Tres Pasos que resultaron sin entrada, y dos etapas dentro de la arena Cerro Cazador. Estas últimas se fracturaron con 310 y 465 bolsas, y tuvieron ensayos con leves rastros de gas y condensado, y agua de formación interpretada a partir del balance de agua inyectada versus recuperada (Figura 2).

El pozo CC.x-1001 (CGC, 2021), registró numerosos inlfujos de gas, principalmente vinculados a zonas fracturadas, y manifestaciones de gas desde los 730 mbbp hasta la profundidad final, ampliando considerablemente la columna prospectiva de la zona con respecto a lo observado en los pozos precedentes. El pozo se perforó

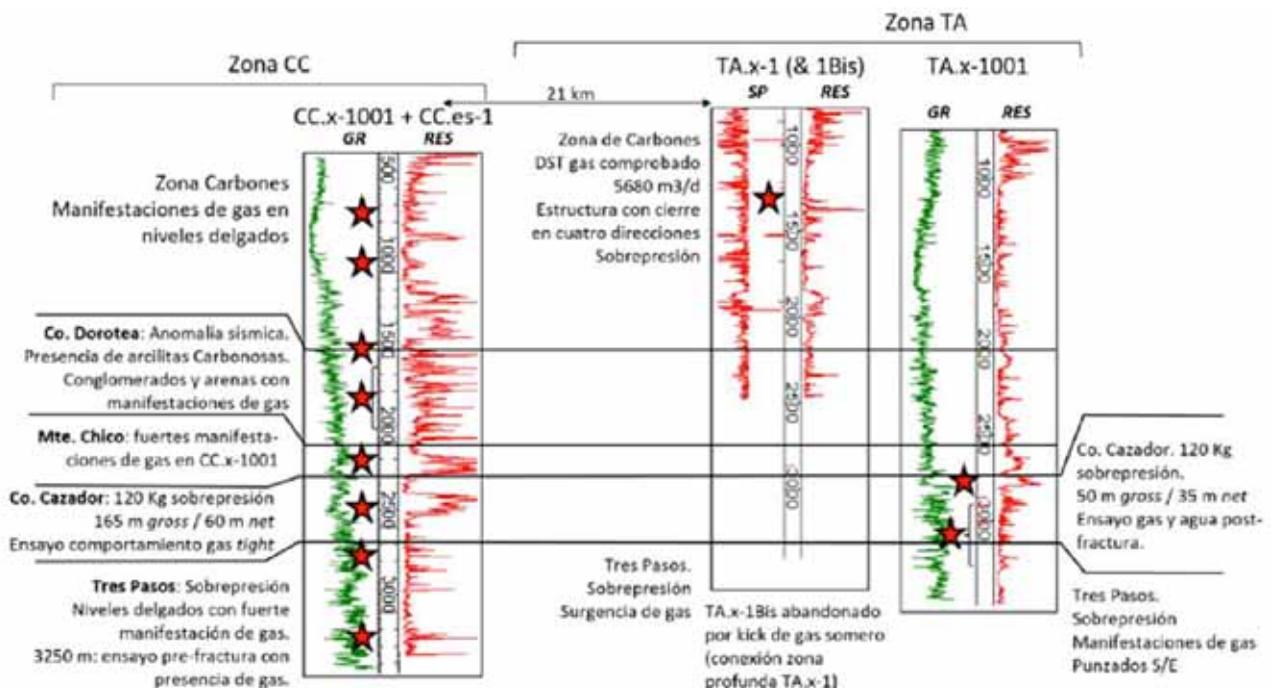


Figura 2. Antecedentes de pozos y niveles con manifestaciones y/o ensayos de gas (estrellas). CC: Zona Cancha Carrera / TA: Travesía de arriba. Ver ubicación en Figura 1.

con sistema MPD (Managed Pressure Drilling) a partir de los 1145 mbbp, buscando mantenerse en balance o levemente en sub-balance para los objetivos principales en las formaciones Cerro Cazador y Tres Pasos. Finalmente, se tuvo que activar a partir de 1600 mbbp (Formación Cerro Dorotea) para controlar los gases de conexión provenientes de un nivel fracturado. En las formaciones Cerro Cazador y Tres Pasos se requirió, además, su uso de manera activa durante la perforación. Finalizado el pozo, se reconocieron diez niveles de interés, de los cuales a la fecha se han probado seis, resultantes en caudales de gas y condensado no comerciales.

Los antecedentes de esta zona dejan en evidencia la presencia de gas combustible sobrepresionado en diferentes niveles cretácicos superiores y terciarios, lo cual comprueba la generación y la migración del sistema petrolero.

Marco geológico general

La historia geológica de la cuenca Austral-Magallanes fue reconstruida por el aporte de numerosos geocientistas y excede el objeto de este trabajo. Cuitiño *et al.* (2019) realizan una recopilación bibliográfica que resume su evolución de manera concisa. A continuación, se presenta un breve resumen de esta cuenca para poner en contexto el área de estudio.

Hacia el Jurásico medio a tardío comienza un evento de extensión de la corteza y vulcanismo ácido asociados a la ruptura de Gondwana, que dará lugar a la apertura de sur a norte de la cuenca de Rocas Verdes. La existencia de ofiolitas en la faja plegada indica que se generó corteza oceánica al menos entre las latitudes 51° y 55° S. En el ámbito de la provincia de Santa Cruz, hacia fines del Jurásico y durante el Cretácico temprano la cuenca tiene un período de subsidencia térmica, donde predomina un arreglo retrogradacional en la columna sedimentaria.

A partir de la apertura del océano Atlántico en el Aptiano y producto de la subducción hacia el este de la placa pacífica bajo la placa sudamericana, comienza de manera diacrónica y en sentido N-S el cierre de la Cuenca de Rocas Verdes y el inicio de la etapa de antepaís entre los 122 y 80 Ma, (Ghiglione *et al.*, 2014; Malkowski *et al.*, 2015; Fildani y Hessler, 2005; MacAtammey *et al.*, 2011 y Calderón *et al.*, 2013).

La etapa de antepaís se extiende hasta el presente y tuvo distintos ciclos como resultado de los cambios en el espacio de acomodación, vinculados a la tasa de subsidencia asociada a las distintas fases del levantamiento de los Andes, al estiramiento previo de la corteza y las variaciones del nivel del mar. Tiene un arreglo predominantemente progradacional que se ve interrumpido tanto por hiatos y discordancias de carácter regional como por inundaciones atlánticas. Puede dividirse en dos grandes ciclos, uno Cretácico superior y otro Cenozoico, como proponen Cuitiño *et al.* (2019), o en al menos cinco megasecuencias, como distinguen Mpodozis *et al.* (2011) a partir de la integración de información de subsuelo y superficie de Chile y Argentina.

Para el Cretácico superior, distintos autores, como Romans *et al.*, 2010 y Hubbard *et al.*, 2010, entre otros, coinciden en que el levantamiento de los Andes conjugado con la existencia de una litósfera atenuada por la historia de extensión de la etapa previa, habrían generado una mayor tasa de subsidencia y espacio de acomodación en el dominio del foredeep de la cuenca. Este hecho explicaría en parte las características excepcionales, dentro del contexto de la cuenca, de la geología del área de estudio de este trabajo.

En la zona de estudio se observa que entre el Santoniano y el Maastrichtiano temprano, el espacio de acomodación disponible en el foredeep se va colmatando con sedimentos marino profundos, de talud y cuenca, con participación de depósitos de remoción en masa y turbiditas que culminan hacia el techo con depósitos deltaicos. El sentido de progradación para este ciclo es hacia el sur y sur-sureste. En toda el área de estudio se desarrollan fallas de crecimiento que despegan en niveles del Cenomaniano, activas durante del Campaniano hasta el Maastrichtiano inferior, que afectaron más intensamente los espacios y espesores de la Formación Tres Pasos.

Por su parte, si bien la columna maastrichtiana superior-paleocena y eocena muestra un relleno más espeso que sus equivalentes en el dominio de plataforma de la cuenca, no llega a desarrollar sistemas depositacionales de la magnitud o la profundidad de agua semejantes a los del ciclo anterior. El sentido de progradación de los sistemas es hacia el sudeste. Durante este intervalo predomina una sedimentación marina somera, donde progradan y retrogradan sistemas costeros que dan lugar a los prolíficos reservorios de la Formación Magallanes inferior en el ámbito de plataforma de la cuenca. Este intervalo está marcado por el desarrollo de discordancias regionales más notorias al este de la zona de estudio por efecto de alzamientos del forebulge y estadios de mar bajo. El registro de esta etapa es escaso en el subsuelo hacia el norte y noreste del área de estudio, debido a la falta de información sísmica y de pozo. En los afloramientos ubicados unos 100 km al norte del área de estudio, se registran menores espesores por efecto de erosión y menor espacio de acomodación.

El intervalo Eoceno medio y superior está representado en el área de estudio por los depósitos de planicies intermareales que se asignan a la Formación Río Turbio, aflorante a unos 25-30 km hacia el suroeste. El tercio inferior de esta unidad prograda hacia el sudeste y se acuña en la misma dirección. El tercio medio muestra igual comportamiento y se interdigita con las progradaciones de Formación Man Aike que avanzan hacia el sudoeste, por lo que se infiere que el espacio de acomodación corresponde a una zona axial que se rellenó progresivamente desde NNO y NNE, lo que fue expandiendo la bahía costera de la Formación Río Turbio. Hacia el techo de este ciclo rematan los depósitos de planicies intermareales ricas en bancos de carbón y arcillitas carbonosas, que en este trabajo se asignan a la sección superior de Formación Río Turbio. Durante el Oligoceno dominan los depósitos fluviales que se asignan a la Formación Río Guillermo.

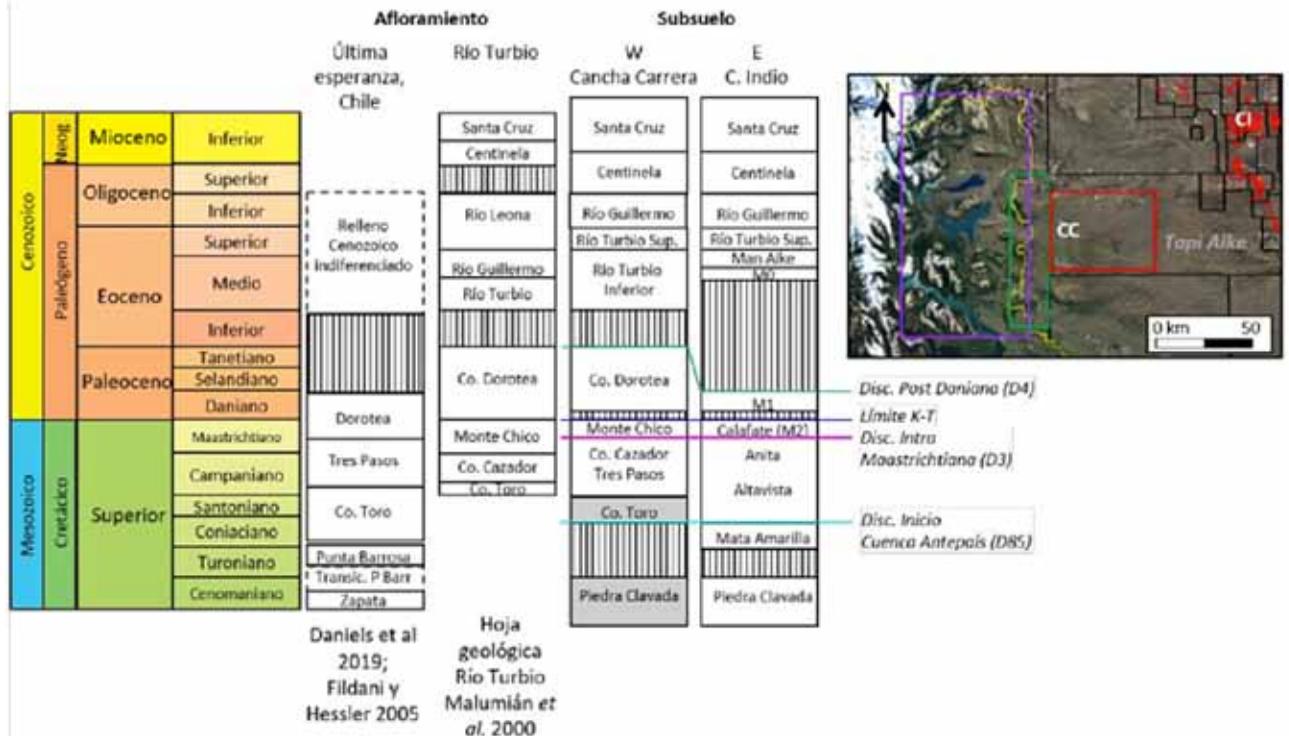


Figura 3. Columnas estratigráficas. Área violeta: zona denominada Última Esperanza (Daniels *et al.*, 2019; Fildani y Hessler, 2005). Área verde: hoja de Río Turbio 5172-III (Malumián *et al.*, 2000). Área roja: zona de estudio dentro del bloque Tapi Aike. CC: Cancha Carrera, CI: Campo Indio.

Hacia el Oligoceno superior-Mioceno inferior tiene lugar en la cuenca la inundación del Patagoniano. En subsuelo se observa la progradación de clinofomas desde el oeste, norte y noreste que van colmatando el espacio de acomodación disponible. En el sector del foredeep los depósitos dominantes son marinos someros. Completan la columna en la zona de estudio, los depósitos fluviales de la Formación Santa Cruz.

Los eventos orogénicos más jóvenes al oeste del sector de Cancha Carrera producen una serie de espolones con ejes NNO-SSE y NO-SE, con frecuentes expresiones en superficie, que afectan toda la columna terciaria y a casi toda la columna cretácica, siendo este un aspecto crítico para la prospección hidrocarburífera.

Columna estratigráfica

Existen diferencias en la nomenclatura utilizada para designar las unidades formacionales que integran la columna estratigráfica en la zona, no solo en los afloramientos a un lado y otro de la frontera, sino también en subsuelo. Por ello, en la figura 3 se sintetizan las columnas estratigráficas propuestas por distintos autores que se analizaron y utilizaron para definir la columna estratigráfica con la que se trabajó en subsuelo.

La estratigrafía comúnmente utilizada para describir la etapa cretácica del antepaís en el dominio del foredeep es aquella que aflora en Chile, desde el Cerro Divisadero hasta el distrito de Última Esperanza y está sintetizada

en el trabajo de Daniels *et al.* (2019) (Figura 3). La edad de las formaciones está definida a partir de una extensa base de datos de dataciones U/Pb en circones. Distintos autores, como Malkowski *et al.* (2017) y Sickmann *et al.* (2019), destacan que no se observan discordancias internas para el Cretácico superior, con excepción de la discordancia que separa la Formación Dorotea de los depósitos cenozoicos.

Por su parte, la Hoja Geológica de Río Turbio define una columna estratigráfica (Figura 3) compuesta de base a techo por la Formación Cerro Toro (Campaniano), los depósitos costeros de la Formación Cerro Cazador (Campaniano), las sedimentitas marino someras de la Formación Monte Chico (Maastrichtiano) y, por último, por la Formación Cerro Dorotea (Paleoceno) representada por depósitos de plataforma interna. Malumián *et al.* (2000) señalan que el contacto entre las unidades campanianas es concordante, mientras que entre las formaciones Cerro Cazador y Monte Chico existe una discordancia, y que el pase hacia la Formación Cerro Dorotea es de carácter transicional.

A partir de la interpretación de la sísmica 3D y su integración con la información de perfiles de pozo, imágenes resistivas, recortes de cutting y estudios bioestratigráficos, se definió para la zona de estudio una columna estratigráfica para el Cretácico superior, como se observa en la figura 3 bajo el nombre W-Cancha Carrera. La misma utiliza la nomenclatura de la Hoja Geológica de Río Turbio con algunos ajustes en las edades en base a la bioestratigrafía sobre recortes de perforación.

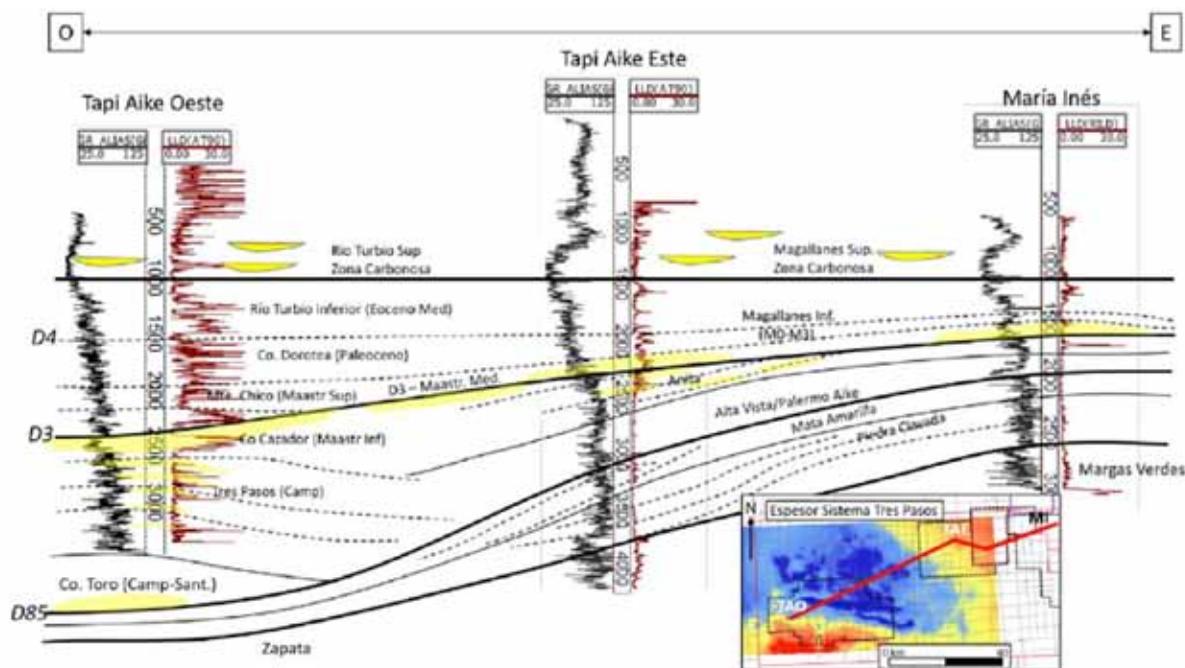


Figura 4. Arreglo estratigráfico esquemático O-E. Relación lateral entre las formaciones de la zona Oeste de Tapi Aike (Cancha Carrera) y zona de plataforma (María Inés).

Litología y ambiente depositacional

A continuación, se resumen los aspectos generales de las formaciones de mayor interés prospectivo, atravesadas por los pozos del sector.

Formaciones Tres Pasos y Cerro Cazador

Estas formaciones constituyen un sistema de plataforma, talud y cuenca progradantes, con sus depósitos asociados. Se estima que la Formación Tres Pasos podría alcanzar los 950 m en la posición del pozo CC.x-1001 (perforó ~650 m), observándose una pérdida de espesor sísmico hacia el este producto de onlaps sucesivos sobre la discordancia de 85 Ma (base de la cuenca de antepaís). Esta unidad correlaciona lateralmente en esa dirección con las formaciones Altavista y Anita (Figuras 4 y 5). La Formación Cerro Cazador alcanza los 450 m en el sector de Cancha Carrera. Su espesor va disminuyendo hacia el este, correlacionando en tiempo con las facies distales de la Formación Anita encontradas en la porción oriental del bloque. Hacia el norte y dado que hay un gap sísmico en el bloque Paso Fuhr, no puede establecerse claramente el arreglo secuencial de ambas formaciones, pero se estima que pierde espesor y correlaciona con la Formación Anita (Campaniano-Maastrichtiano temprano). En ambas direcciones el espesor se encuentra parcialmente afectado por la erosión al techo de la unidad asociada a la discordancia intra-maastrichtiana (D3).

La Formación Tres Pasos está compuesta principalmente por pelitas laminadas y pelitas con intercalaciones milimétricas a centimétricas de areniscas, depositadas en un ambiente marino profundo posiblemente vinculado

a un paleoambiente de cuenca y/o talud, de acuerdo con la posición en la columna. Se observan ciertos niveles de areniscas compuestas por bancos tabulares de areniscas finas y muy finas, masivas o laminadas, que componen paquetes de algunos metros de espesor y se atribuyen a depósitos de turbiditas hacia el pie del talud.

Sísmicamente, en el contexto del bloque de Tapi Aike, se definieron cinco unidades principales o clinotemas, que fueron informalmente denominados como TP10 a TP50 de base a techo (Figuras 6A y 6B). Las primeras tres unidades en la zona de estudio (TP10 a TP30) registran la progradación de facies profundas, de cuenca y talud y se denominan informalmente Tres Pasos inferior. Para las dos últimas unidades, denominadas Tres Pasos superior, se registra la progradación de ambientes de talud y de facies deltaicas sobre la plataforma (Figuras 4 a 7). Cabe destacar que esta unidad se acumuló en paralelo al desarrollo de fallas extensionales de rumbo E-O y vergencia predominante al sur. Si bien este tectonismo se describirá en la sección Estructura, produjo espacios de acomodación localizados que resultaron en aumentos de espesores de decenas de metros en los bloques bajos. Desde el punto de vista prospectivo queda aún por resolver si esto tuvo algún efecto en la distribución de facies y su granulometría, así como en el espesor de los niveles reservorio (Figura 6B, flechas de dos puntas en bloques bajos).

La Formación Cerro Cazador sucede a la Formación Tres Pasos de manera transicional y se caracteriza por potentes bancos arenosos con arreglos grano-estratocrecientes que inician con pelitas y limolitas que gradan a areniscas con niveles finos laminados. Sus diferentes ciclos registran la progradación de sistemas deltaicos sobre la plataforma, correlacionables en edad con los de la For-

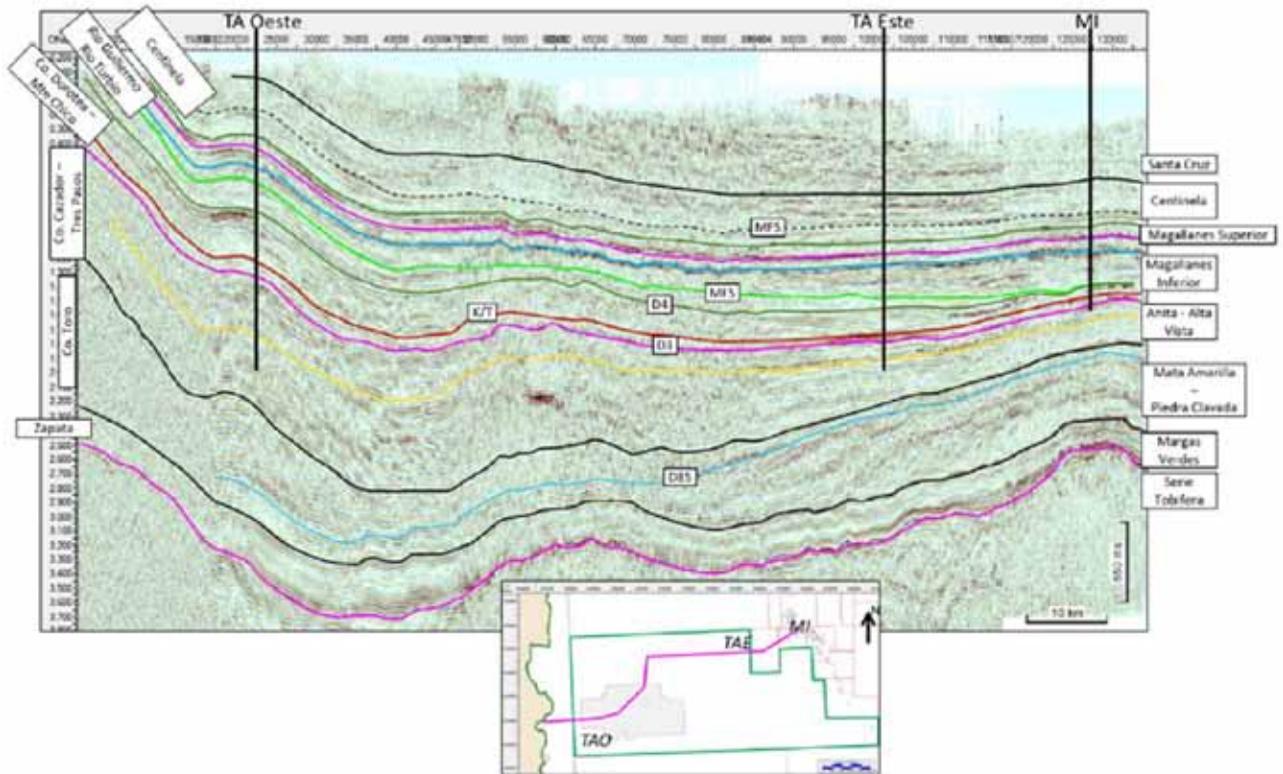


Figura 5. Sección sísmica O-E con relaciones laterales entre nombres formacionales utilizados en el sector Oeste y Este de la cuenca Austral.

mación Anita aflorando en la zona de Calafate. Hacia la sección superior, se destacan hasta 165 m de cuerpos arenosos apilados de granulometría fina a mediana con paleocorrientes hacia el sur, interpretados como depósitos de delta de quiebre. En los afloramientos del Cerro Cazador, 25 km al oeste (Bauer, 2012), no se observan para las edades correspondientes, paquetes arenosos de la magnitud que se encuentran en CC.x-1001 y CC.es-1, lo cual permite pensar en un cambio lateral de facies asociado al desarrollo del sistema deltaico de la Formación Cerro Cazador. En la zona de estudio, esta formación culmina en el Maastrichtiano temprano con el depósito de 110 m de pelitas interpretado como una transgresión marina, sobre la cual apoyan en discordancia (intra-maastrichtiana "D3") las areniscas del Maastrichtiano tardío (Biozona de nanofósiles CC 25-26, Pérez Panera *et al.*, 2021) asignadas a la Formación Monte Chico. En la zona de estudio esta discordancia muestra un carácter erosivo leve, que afecta los depósitos cuspidales de la Formación Cerro Cazador. La discordancia que separa ambas unidades no se observa fácilmente en los afloramientos de Chile, pero está descrita en la hoja de Río Turbio (Malumián *et al.*, 2000) y en subsuelo puede mapearse regionalmente.

Formación Monte Chico

La Formación Monte Chico tiene un espesor de 160 m en la zona de estudio (Figura 7). Crono y litoestratigráficamente se puede correlacionar con la sección superior de la Formación Dorotea en Chile y la Formación

Calafate en Argentina. En subsuelo podría ser equivalente a los reservorios asignados a la parte inferior de la Formación Magallanes inferior, informalmente denominados M2-M3 (Cagnolatti y Miller, 2002; Jait *et al.*, 2018). Está compuesta por un ciclo basal de 70 m donde se amalgaman ciclos de mayor frecuencia, compuestos por areniscas líticas finas a medias masivas y laminadas que culminan con areniscas con estratificación entrecruzada o niveles hasta conglomerádicos. En los últimos 90 m se desarrolla un ciclo grano-estratodecreciente, compuesto por ciclos de mayor frecuencia granocrecientes, que culmina con un paquete pelítico. Las paleocorrientes definidas en subsuelo a través del perfil de imagen resistiva van hacia el S-SSE para la sección inferior y SE para la sección superior, manteniendo el patrón de las formaciones Tres Pasos y Cerro Cazador. Se considera que esta unidad fue depositada en un ambiente de cara de playa. Su techo está definido por el hiato correspondiente a la biozona NP1 del Daniano, atribuido al límite K-T (Pérez Panera *et al.*, 2021). Este hiato entre el Cretácico superior y el Paleoceno no suele describirse en afloramientos, pero aparece en numerosos sondeos con estudios bioestratigráficos y puede mapearse regionalmente hasta el punto donde la columna es erosionada por la discordancia posdaniana, 120 km al este de la zona de estudio.

Formación Cerro Dorotea

La Formación Cerro Dorotea se corresponde en edad con la Megasecuencia de Transición de Mposodzis *et al.*

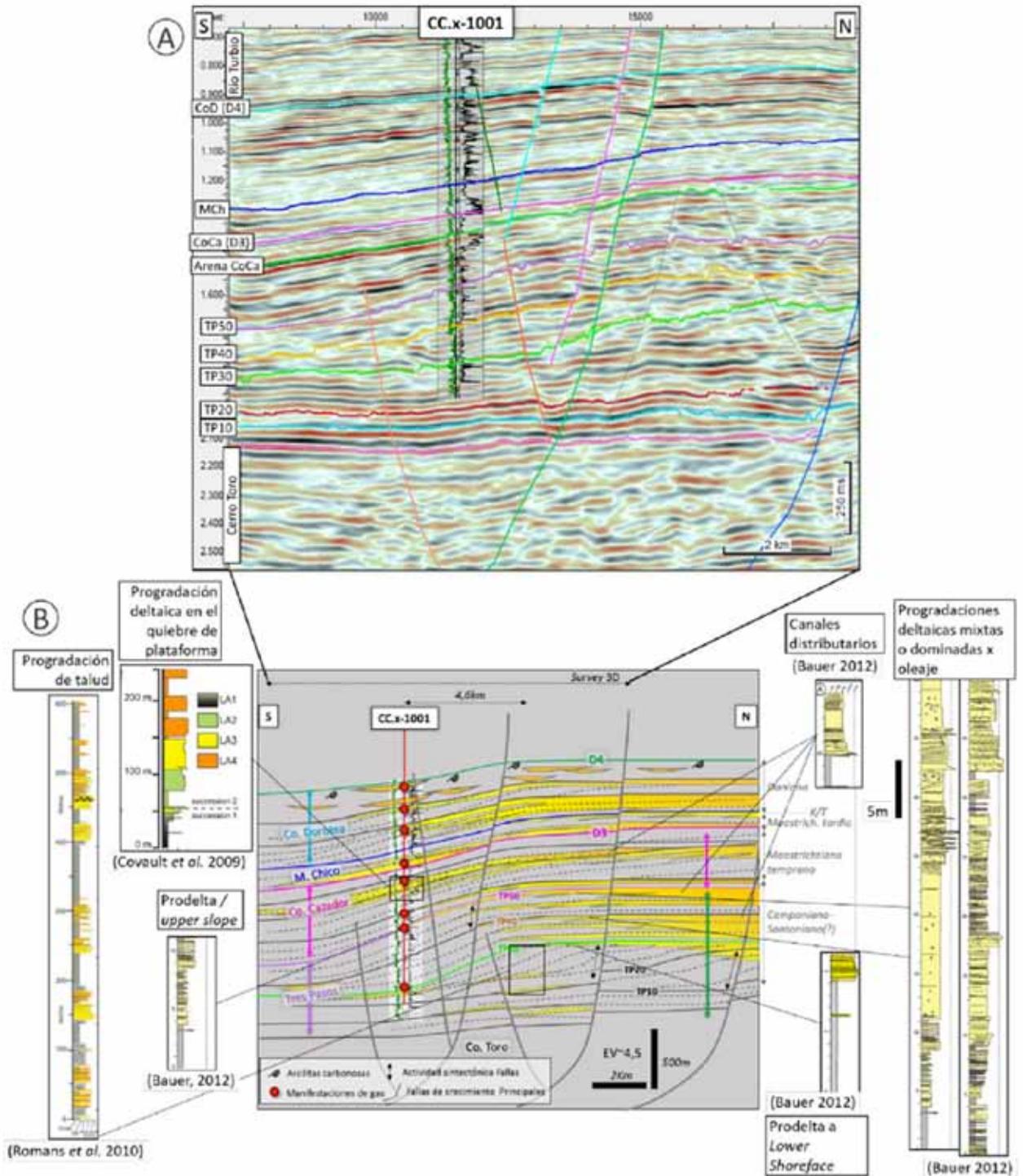


Figura 6. A) línea sísmica S-N pasando por el pozo CC.x-1001 con los principales horizontes interpretados. B) Esquema estratigráfico conceptual S-N en el sector de Cancha Carrera basado parcialmente en la línea sísmica A). Sistemas deposicionales correlacionables con los afloramientos al oeste del bloque. TP: Formación Tres Pasos; CoCa: Formación Cerro Cazador; MCh: Formación Monte Chico; CoD: Formación Cerro Dorotea.

(2011) y aflora en el ámbito de la Hoja Geológica de Río Turbio (Malumián *et al.*, 2000). En el pozo CC.x-1001 tiene 640 m de espesor, donde los 440 m basales son de edad daniana (biozona NP3) y los 200 m cuspidales tendrían una edad Paleoceno tardío. En los sondeos perforados hacia el este del bloque no vuelve a registrarse fauna de esta

edad y la formación es exclusivamente de edad daniana. Hacia el norte y este, en el dominio de plataforma, la unidad contiene al reservorio M1, nivel productor de gas en Campo Indio y Campo Boleadoras (Aimar *et al.*, 2018).

En la zona de estudio está compuesta por una sucesión de areniscas, que gradan de arcillosas muy finas a

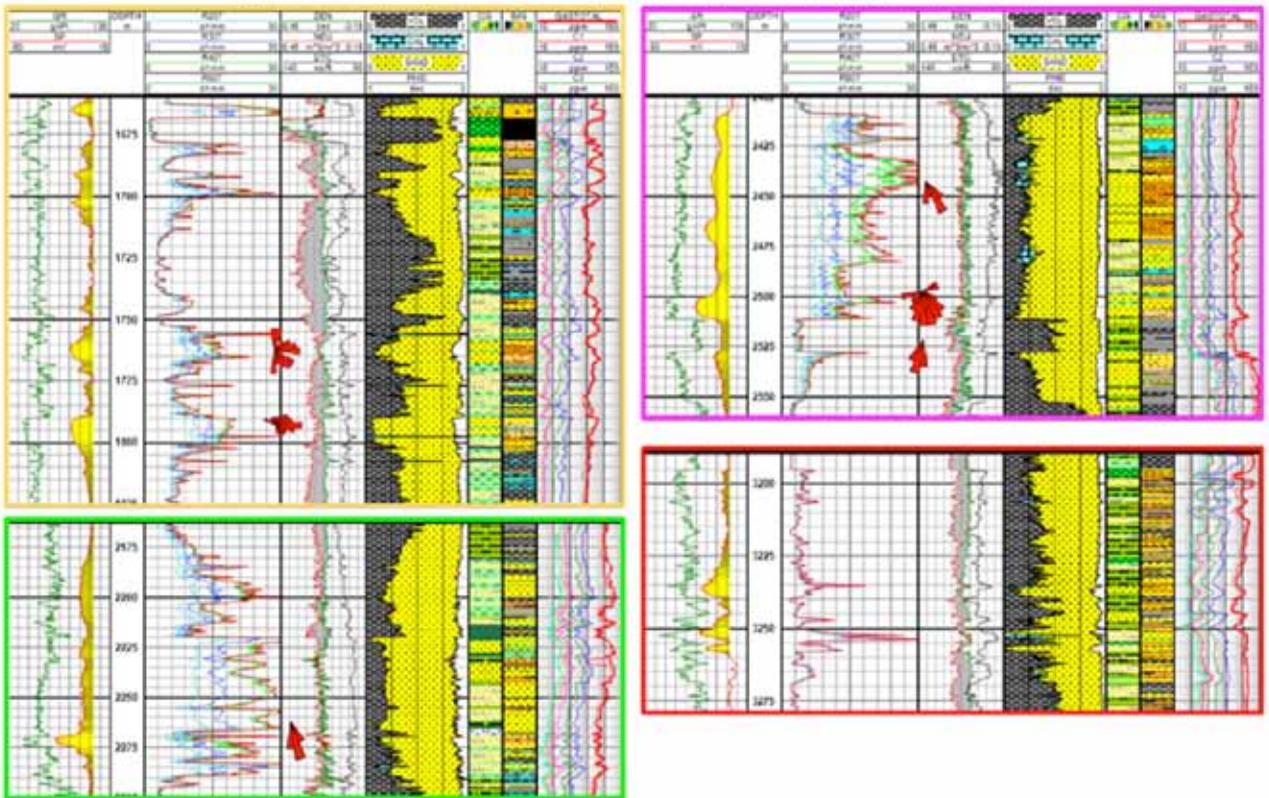
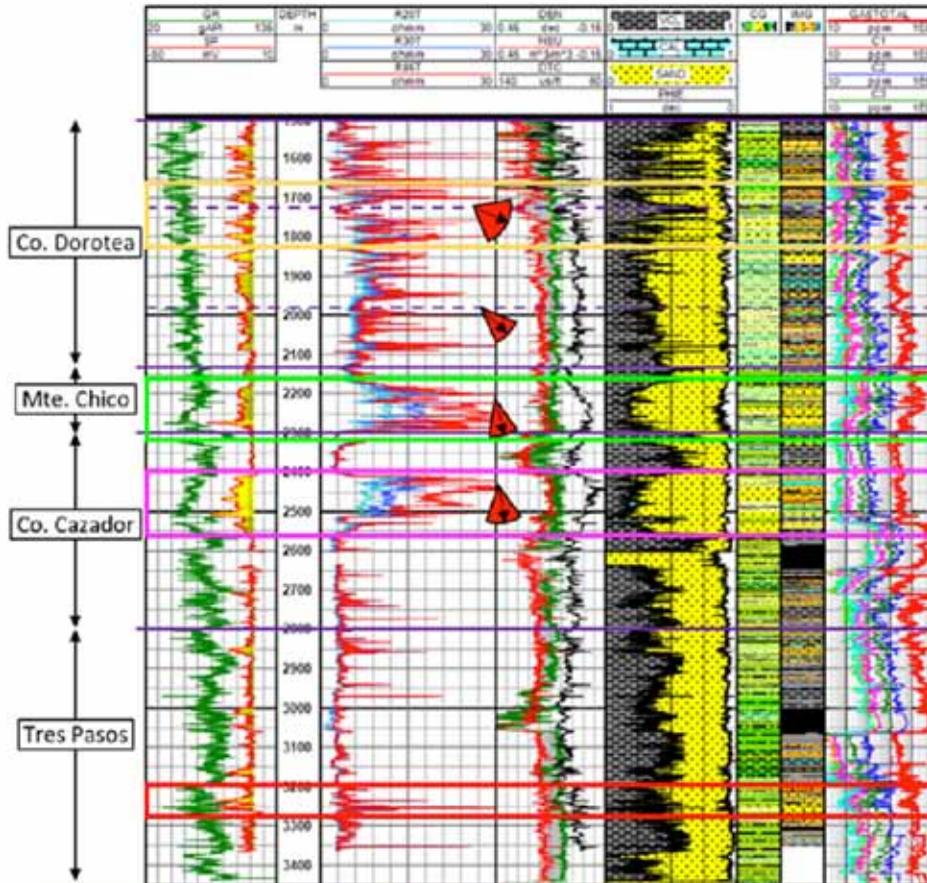


Figura 7. Perfiles e interpretación para las formaciones Tres Pasos, Cerro Cazador, Monte Chico y Cerro Dorotea en el pozo CC.x-1001. (CG: litología interpretada por cabina de control geológico, IMG: litotipos interpretados a partir de la imagen microresistiva).

areniscas limpias medias a gruesas y hasta conglomeráticas. Toda la unidad corresponde a un sistema marino progradante hacia el SE que culmina con arcillitas carbonosas y niveles delgados de areniscas medias a conglomeráticas, asociados al desarrollo de planicies costeras.

El techo de esta unidad está definido por la discordancia posdaniana, que tiene asociado un hiato de magnitud regional de al menos 8 Ma, ya que no se registran sedimentos del Eoceno inferior en el subsuelo de la provincia de Santa Cruz al menos hasta la latitud del bloque Glencross. Algunos autores denominan esta discordancia como paleocena (Cuitiño *et al.*, 2019).

Reservorios

Para la evaluación de los reservorios se contó con un set de registros de pozo que incluyó: rayos gama espectral, inducción, densidad, neutrón, sónico dipolar orientado (anisotropía), calibre de 4 brazos e imagen microresistiva. Los registros de porosidades nucleares se encontraron afectados por ensanchamientos de pozo, sobre todo para los niveles de las formaciones Monte Chico y Cerro Cazador. Por fuera de esto, el set de perfiles sumado a la información obtenida del control geológico y comportamiento del pozo permitieron una correcta evaluación de todos los niveles de interés del pozo.

La Formación Tres Pasos (Figura 7) presentó niveles de interés de hasta 40 m de espesor total, intercalados con niveles pelíticos y areniscas muy cementadas. Los niveles arenosos dentro de estos paquetes suelen corresponder a laminaciones de 60-80 cm de espesor, alcanzando los 2 m cuando se encuentran amalgamados. Las manifestaciones de gas para estos niveles fueron de entre 100.000 y 700.000 ppm de gas total y cromatografía completa con una participación de metano entre un 73% y un 95%. Corresponden a reservorios tight con porosidades entre un 9% y 1 un 4% y permeabilidades estimadas por debajo de los 0,01 mD. La litología por difracción de rayos X (DRX) y microscopía corresponden predominantemente a arenitas líticas muy finas y en menor medida a limolitas. El contenido de arcillas varía entre un 8% y un 25% en peso, mientras que el cuarzo se encuentra entre el 46% y el 67%. Lo demás lo componen plagioclasa y niveles puntuales con calcita.

La imagen microresistiva permitió identificar cinco secciones fracturadas principales de entre 2 y 5 m, algunas con sutil expresión sísmica que permite interpretar una zona de falla, y otras subsísmicas. El rumbo de estas es predominantemente NE-SO y ONO-ESE. Las más relevantes se encontraron a 1580, 2140, 2529, 2708 y 3188 mbbp, generalmente correlacionables con fuertes manifestaciones puntuales y hasta influjos de gas durante la perforación. En ocasiones, estas secciones resultaron coincidentes con niveles arenosos de interés.

Se probaron mediante punzado y fractura dos niveles en la Formación Tres Pasos. El nivel inferior comprobó presencia de gas y leve condensado, pero por problemas operativos no se pudo completar el flowback, y quedó

un ensayo no concluyente. El nivel superior ensayó postestimulación agua de fractura con mezcla de agua de formación y leve presencia de gas. Cabe destacar que ambos niveles mostraron una sobrepresión muy superior a la estimada antes y después de la perforación, obteniéndose valores entre un 88% y un 100% de sobrepresión respecto a un gradiente hidrostático normal a partir de la interpretación de los DFIT.

El nivel objetivo de la Formación Cerro Cazador en el pozo se encontró con un espesor total de 165 m (Figura 7), compuesto por un apilamiento de areniscas arcillosas y areniscas finas y medianas, en un perfil mayormente agradante. El gas durante la perforación de los primeros 120 m se mantuvo con valores entre 30.000 ppm y 80.000 ppm, con cromatografía completa con un 88-90% metano. Hacia la base de la unidad, al techo de una arena separada de la parte superior por un nivel limoarcilloso de 15 m, ocurre un influjo de gas de 720.000 ppm que deja con alto gas de background el resto de la sección. La imagen resistiva muestra dos planos de fractura en esta zona, las cuales se consideran responsables del influjo, como se ha visto en niveles superiores.

Este reservorio se interpreta como una arenisca de baja permeabilidad (*tight*) con un rango de porosidades entre el 10% y el 14% a partir de los perfiles de pozo. Está compuesto por arenisca lítico-feldespática, arenisca lítica, y en menor medida, arenisca calcárea y limolita. La porosidad dominante está en el rango de los microporos y es principalmente intragranular. El tipo de contacto predominante entre los granos es recto y puntualmente se observan contactos cóncavo-convexos. El porcentaje de cemento es menor al 5%, siendo las especies principales clorita, laumontita y crecimiento secundario de cuarzo y/o feldespato. Su contenido de arcilla promedio según DRX es del 18%, el resto corresponde predominantemente a cuarzo (entre el 36-51%) y plagioclasa (entre en 27-30%). A diferencia de la Formación Tres Pasos, también se observa presencia de feldespato potásico, aunque en valores que no superan el 4%.

La interpretación textural de la imagen microresistiva permitió identificar areniscas masivas, laminadas y en menor medida con estratificación entrecruzada. Es común la presencia de nódulos calcáreos hacia el techo del paquete. Las variaciones verticales en el perfil de resistividad se interpretan junto con la imagen como variaciones litológicas asociadas a la cementación y frecuencia y continuidad de las laminaciones internas.

La evaluación de este paquete se llevó a cabo en dos etapas:

- 1)Punzado en zona de influjo y fractura: recupera agua y gas, quedando rápidamente sin entrada.
- 2)Fractura de la capa superior: agua de formación + agua de fractura con un caudal de gas de hasta 7500 m³/d.

El intervalo de interés en la Formación Monte Chico tiene un espesor total de 115 m, el cual se puede subdividir en tres secciones (Figura 7). Los 30 m basales muestran una intercalación de paquetes de arenas masivas,

laminadas y limolitas, que culminan con un nivel con estratificación entrecruzada, fuerte deflexión de SP y leve cruce densidad-neutrón, sin manifestación de gas asociada. La sección media presenta 45 m de areniscas laminadas, donde la mitad inferior se compone de areniscas arcillosas finas y muy finas, con bajas lecturas de gas, y la mitad superior de areniscas limpias finas a medianas con lecturas de gas de hasta 388.000 ppm de gas total. Por último, la sección superior de 32 m de espesor, separada de la infrayacente por un vaque glauconítico de 8 m, se describe principalmente como una intercalación de limolitas y areniscas arcillosas finas y muy finas, con manifestaciones de gas de hasta 438.000 ppm de gas total.

Las areniscas son líticas, compuestas por partes iguales de cuarzo y plagioclasa y un contenido de arcilla entre el 17% y el 24%. El reservorio se interpreta como una arenisca de baja permeabilidad, de ambiente marino somero. La porosidad promedio según perfiles de pozo se encuentra entre el 11% y el 13%, aunque la calidad de los registros genera alta incertidumbre en el valor estimado.

En la sección de la Formación Cerro Dorotea se han identificado múltiples niveles arenosos de potencial interés que se van densificando hacia la parte superior de esta unidad (Figura 7). Corresponden a niveles arenosos finos a muy finos, ocasionalmente conglomerádicos, de 5 a 20 m de espesor. Las lecturas de gas se encuentran entre 60.000 y 120.000 ppm. Las porosidades según perfiles varían entre un 12% y un 15%. Principalmente se destaca un nivel conglomerádico al techo de la unidad de 7 m de espesor, clara deflexión de GR, alta resistividad y cruce densidad-neutrón. Se interpreta como un nivel canalizado dentro de la sección más proximal de planicie costera de la Formación Cerro Dorotea.

Estructura

En este sector de la cuenca se reconocen tres niveles estructurales. Uno inferior, que abarca los depósitos de la Serie Tobífera, Formación Springhill y Formación Palermo Aike inferior (Jurásico superior a Albiano medio); uno intermedio, que incluye desde la Formación Piedra Clavada hasta la Formación Cerro Cazador inclusive (Albiano tardío a Maastrichtiano temprano) y por último un nivel superior, que comprende desde la Formación Monte Chico hasta los depósitos modernos (Figura 8).

El nivel inferior conserva los rasgos tectónicos originados durante la etapa inicial de la cuenca, como fallas extensionales y de rumbo que controlaron la etapa de synrift. La columna involucrada en este nivel tiene un comportamiento solidario con el basamento representado por la Serie Tobífera.

Los hemigrábenes de la Serie Tobífera, de rumbo NNO-SSE en el oeste del área Tapi Aike, habrían condicionado el desarrollo de los depocentros del sistema Tres Pasos-Cerro Cazador, su distribución de facies y probablemente la extensión del sistema de fallas de crecimiento.

El nivel intermedio está caracterizado por el desarrollo de fallas sindeposicionales con rumbo E-O, que afectan principalmente al sistema Tres Pasos-Cerro Cazador (Figuras 8 y 9). Según la clasificación propuesta por Maduit y Brun (1998) corresponden a un sistema asimétrico de bloques rotados con vergencia al sur, donde el despegue basal (roller, según Maduit y Brun, op. cit.) estaría en la interfaz entre las formaciones Piedra Clavada y Cerro Toro (Cenomaniano). La carga que activa las fallas podría ser parte de la secuencia que actúa como roller más las secuencias TP10-20 y el sucesivo relleno

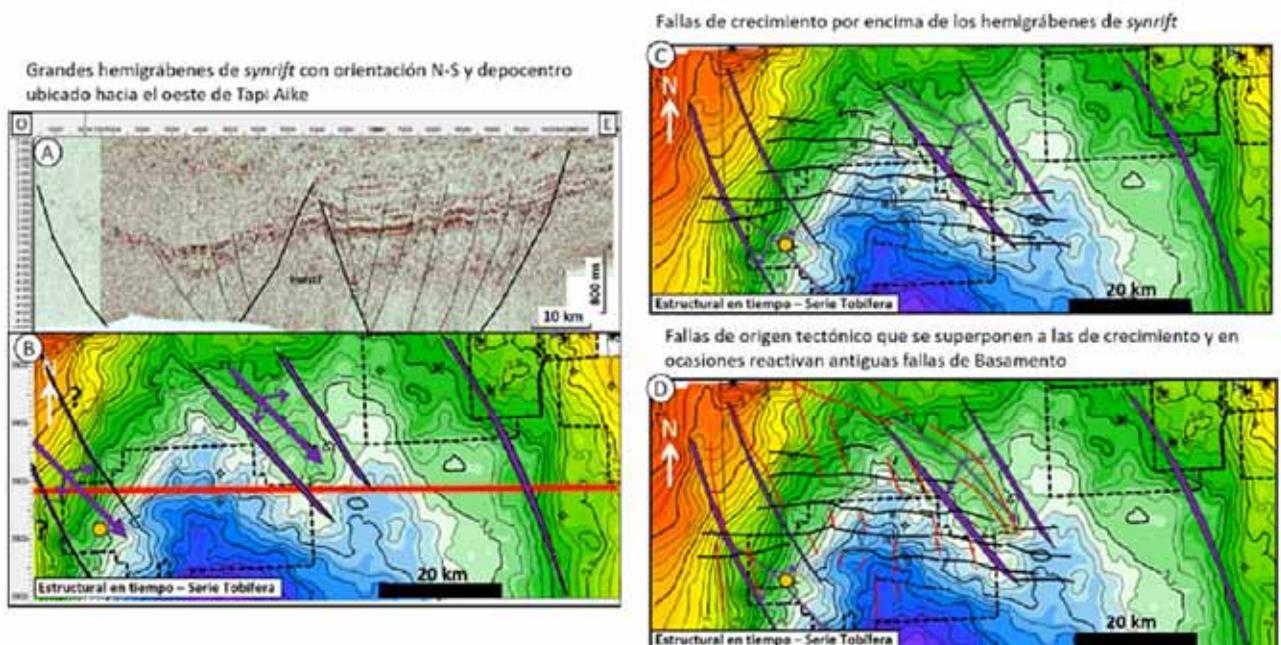


Figura 8. Sistemas de fallas dominantes en el sector de estudio. A: línea sísmica O-E mostrando los hemigrábenes de synrift. B, C y D: mapas estructurales en tiempo de la Serie Tobífera con la evolución de los tres sistemas de fallas. Polígonos violetas: fallas del sistema de synrift; trazas de falla negras: sistema de fallas de crecimiento; trazas rojas: fallas y quiebres de origen tectónico andino; flechas violetas: buzamiento de las narices estructurales; círculo naranja: pozos CC.es-1 y CC.x-1001.

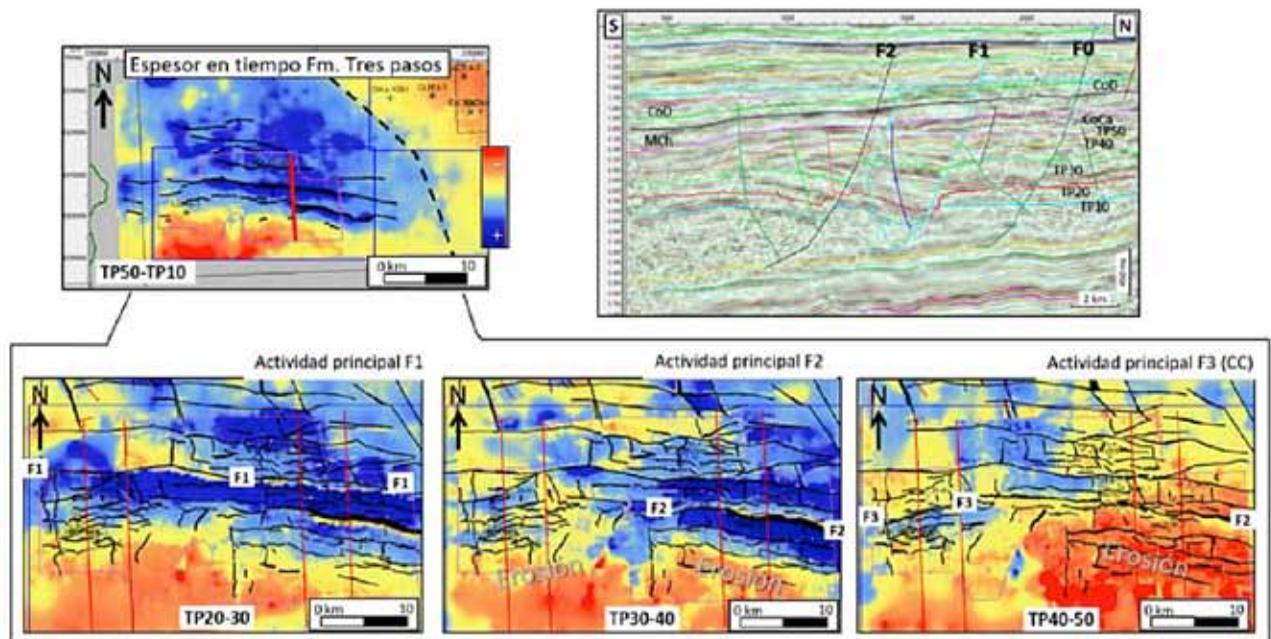


Figura 9. Sistema de fallas sindeposicionales (F0 a F3). Variación de espesor en tiempo de cada secuencia como indicador de actividad de las fallas. TP: Formación Tres Pasos; CoCa: Formación Cerro Cazador; MCh: Formación Monte Chico; CoD: Formación Cerro Dorotea.

de la Formación Tres Pasos. El sistema se estabiliza hacia fines del Maastrichtinano temprano y las secuencias sobreyacentes lo cubren. Algunas de estas fallas tienen activaciones posteriores durante la inversión andina. Estas fallas se identifican tanto en subsuelo como en afloramientos (Shultsz y Hubbard, 2015). En la zona de estudio, es posible identificar estas fallas de crecimiento principalmente en la zona de Travesía de Arriba, al este de Cancha Carrera, ya que esta zona se encuentra menos invertida y las estructuras cretácicas están mejor preservadas, mientras que en la estructura de Cancha Carrera se identifican con dificultad debido al levantamiento andino que afecta a este sector. A partir de la secuencia TP30 y hasta probablemente la deposición de la Formación Cerro Cazador, estas fallas generaron espacio en los bloques bajos de manera escalonada hacia el sur por la vergencia dominante en dicha dirección. Las fallas principales presentan geometría lítrica, manteniendo alto ángulo en sus tramos más someros y horizontalizándose al nivel de despegue. Presentan, además, sistemas de fallas conjugadas sintéticas y antitéticas, y en ocasiones la formación de rollovers que pueden ser prospectados como altos estructurales locales.

Dentro del área cubierta con sísmica 3D, el sistema de fallas de crecimiento progresa de norte a sur. En cuanto al rechazo de las fallas, el máximo observado es de 425 m para las unidades más profundas y disminuye secuencia arriba. En la Formación Cerro Cazador prácticamente no se registra actividad de las mismas o es muy leve. Los estratos de crecimiento registran su mayor expresión en las fallas 1 y 2 (Figura 9), con espesamientos de las unidades involucradas del orden de los 100-150 m. El sistema de fallas se extiende hacia el norte del survey por unos 8 km, donde estas comienzan a crecer en las secuencias

más jóvenes de la Formación Tres Pasos. La extensión total del sistema de fallas en el sentido del rumbo es de entre 30 y 60 km.

El nivel superior tiene su principal deformación asociada al levantamiento de los Andes, de estructuras N-S con fallas que interfieren con el sistema de fallas sindeposicionales, y fallas extensionales de rumbo E-O, alineadas con el sistema de fallas subyacente. El levantamiento del frente andino tiene su máxima expresión en el oeste del área y es de suma importancia desde el punto de vista prospectivo. Afecta y reestructura toda la región y a toda la columna sedimentaria, reconfigurando las trampas preexistentes y generando nuevas en los niveles más jóvenes. Esto también produjo seguramente en mayor o menor medida una remigración de hidrocarburos dispersos o entrampados hacia nuevas trampas y a superficie.

Play concept

La exploración inicial en Cancha Carrera se enfocó en entrapamientos de tipo combinados. El factor estructural principal estuvo dado por el eje andino en el ámbito de subsuelo hacia el este de las estructuras afloradas, representado por un eje anticlinal buzante al sur-sureste (3° a 3.5°) con flancos suaves. La falta de cierre norte de muchos de estos espolones requería una componente estratigráfica en esa dirección. La posición de pozos como el CC.es-1, ubicado en el hundimiento sur (Figura 10 y mapas de la Figura 8) buscaba dicha componente asociada a distintas cuñas sedimentarias observadas en sísmica 2D y la potencial presencia de fallas oblicuas al eje, todo esto proveyendo potencial cierre estructura arriba. Hacia

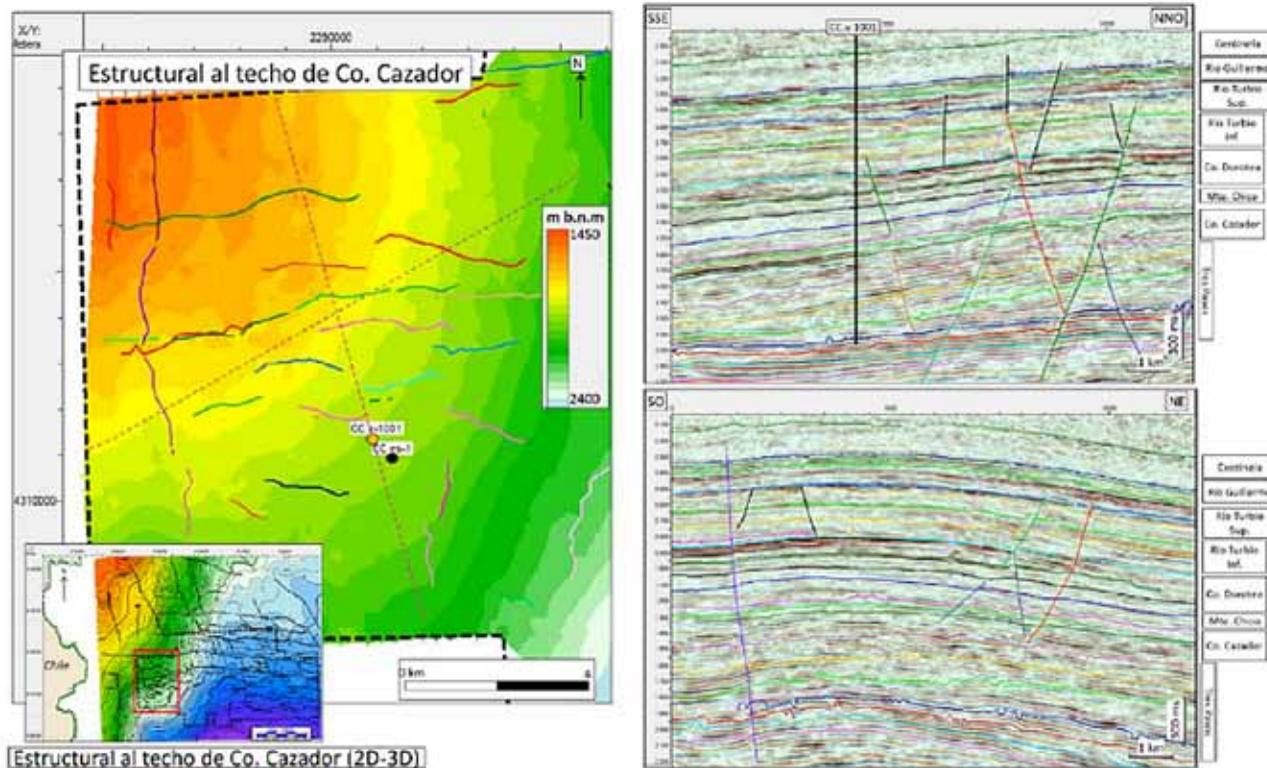


Figura 10. Espolón estructural buzante al SSE de la zona de Cancha Carrera al nivel de Formación Cerro Cazador. Línea SSE-NNO con sistema de fallas E-O seccionando la estructura para diferentes niveles de la columna. Línea SO-NE cortando el espolón y mostrando la estructura suave que afecta toda la columna. Al oeste se observa un plegamiento con una falla N-S (violeta) de poco rechazo asociado con el tectonismo andino.

el este, dentro del cubo sísmico 3D en el que se basa este estudio y en el sector de Travesía de Arriba, actualmente se preserva un sinclinal regional de eje buzante al sur cuyo flanco oriental pasa transicionalmente al ámbito de plataforma de la cuenca y el occidental hacia el frente andino. La exploración en este sector también prospectaba trampas combinadas: por un lado, una estructura de rollover cretácica, y por otro, los importantes cambios de espesores en la sección cretácica superior.

La adquisición de sísmica 3D aportó una mejor definición del modelo prospectivo. En la parte estratigráfica permitió el mapeo de las sismosecuencias, sus variaciones de espesores, la relación espacial de las terminaciones de reflectores y sus atributos sísmicos. En la parte estructural permitió el mapeo de un complejo entramado

de fallas de naturalezas y edades variadas que afectaron a la región.

La perforación del pozo CC.x-1001 con herramientas modernas de control de pozo y perfilaje ha permitido expandir estratigráficamente las unidades con potencial exploratorio en la zona (Figura 2). Este pozo tuvo como objetivo principal la exploración de los reservorios tight en trampas combinadas con elementos de cierre estructural y estratigráfico. La componente estructural está dada por el espolón característico que existe en la zona y que afecta a todas las unidades atravesadas por los pozos del sector (Figura 10). El espolón se encuentra seccionado por fallas de rumbo E-O que lo cortan en su totalidad, siendo más abundantes y de mayor rechazo para la Formación Tres Pasos. Para las formaciones Monte Chico y Cerro Dorotea las fallas son menos abundantes, pero siguen considerándose un factor crítico para el entrapamiento.

La componente estratigráfica de las trampas varía levemente según los intervalos. Para las formaciones Tres Pasos y Cerro Cazador se considera como más probable un cambio de facies lateral hacia el oeste, desconectándolo de los afloramientos en el sector chileno a 30 km de distancia. Esto está fundado en que no se describen en afloramiento niveles arenosos como los encontrados en la Formación Cerro Cazador en los pozos de Cancha Carrera (apilamiento de arenas de 165 m). A su vez, su alta sobrepresión indica que están desconectados de estos afloramientos. Debido a la falta de información sísmica de calidad entre los pozos y los afloramientos, no se descarta la posibilidad de que un sistema de fallas asociado al frente orogénico funcione como cierre entre estas dos



Geoquímica de las pelitas de la Formación Tres Pasos

Durante la perforación de la Formación Tres Pasos se identificaron manifestaciones de gas asociadas a niveles de limoarcilita y arcilita, con ocasionales rastros de hidrocarburo y destilación por bitumen. Esto motivó la realización un análisis geoquímico sobre muestras de cutting de la Formación Tres Pasos que incluyó medición de carbono orgánico total (COT), pirólisis y microscopía orgánica. El resultado (Figura 11) mostró valores de COT entre 0,35 % y 3,5% con una media de 1,31% y querógeno tipo III y en menor medida tipo II. La microscopía de cuatro muestras resultó en valores de reflectancia de la vitrinita (%R0) entre 0,71 y 0,97 para las profundidades entre 2818 y 3425 mbbp. De las cuatro muestras analizadas, tres están compuestas por un 80-95% de material amorfo con fluorescencia, indicando una posible procedencia marina.

Se interpreta que estos delgados niveles con presencia de querógeno habrían aportado una parte, aunque menor, del hidrocarburo presente en esta formación, contribuyendo parcialmente a la sobrepresión total registrada. También cabe destacar que la madurez obtenida contrasta con las profundidades máximas de soterramiento y exhumación que se estimaron antes de la perforación, lo cual motiva una futura revisión del modelado 1D de sistema petrolero.

Otro dato relevante lo aportan los resultados del estudio de isótopos de *mud gas* (Adams y Villar, 2021) tomados a lo largo de la perforación del pozo, donde se reconoció una tendencia inversa a lo esperado normalmente. Se obtuvieron gases menos maduros a mayor profundidad, con un quiebre en las tendencias y valores anómalos para los niveles basales de la Formación Cerro Cazador y la Formación Tres Pasos (secuencia más antigua alcanzada). Esto podría indicar que la generación profunda de la Formación Palermo Aike inferior migró a las secuencias terciarias y a superficie, mientras que la generación de la Formación Tres Pasos ha tenido poca expulsión y solo ha migrado a las unidades que tienen contacto estratigráfico directo (Formación Cerro Cazador). El estudio también podría in-

dicar una migración tardía a los niveles más someros de las formaciones Co. Dorotea y Río Turbio, ya sea desde la Formación Palermo Aike inferior o por remigración asociada a la estructuración más reciente.

Conclusiones

El sector de Cancha Carrera por años ha sido una zona de gran interés para muchos exploradores. Sin embargo, por sus desafíos geológicos, técnicos, climáticos y económicos a tenido muy poca actividad desde los primeros pozos de 1972. El histórico pozo CC.es-1 es ampliamente conocido por haber presentado grandes desafíos operativos y mostrado un interesante potencial para las formaciones Cerro Cazador y Tres Pasos, llevando a varias teorías respecto al sistema petrolero en el sector.

La última campaña de exploración, iniciada en 2018, contó como punto de partida con el primer registro de sísmica 3D en el área, lo que permitió mapear en detalle las estructuras regionales y definir el complejo entramado de fallas de distinta naturaleza, que afectan enormemente al sistema petrolero en este sector. Se pudo diferenciar y caracterizar el sistema de fallas sindeposicionales E-O, acotar su edad y espesamientos asociados. Junto con datos de bioestratigrafía y reprocesamiento de líneas 2D, se logró engranar la columna de este sector con la desarrollada en posiciones más conocidas hacia el este.

La perforación del pozo CC.x-1001 expandió la columna prospectiva, e incluyó como objetivos las formaciones Monte Chico y Cerro Dorotea, incluso hasta niveles canalizados de la Formación Río Guillermo. Además, en el pozo se obtuvo un set de datos completo, con perfiles modernos, muestras de roca y fluidos. El modelo depositacional y esquema estratigráfico muestran para toda la columna una posición más proximal para todo el sector al norte del pozo dentro de los límites de la sísmica 3D, con una esperada mejora de facies reservorio asociada y una posición estructuralmente más alta.

Los datos de presión obtenidos durante las terminaciones de niveles en las formaciones Tres Pasos, Cerro Cazador y Monte Chico muestran una columna sobrepresionada respecto al gradiente normal: entre el 85% y el 100% para los niveles más profundos, un 70% para la arena de la Formación Cerro Cazador y un 30% en la Formación Monte Chico. Estos valores se encuentran muy por encima de lo estimado originalmente con los datos de pozos anteriores de la zona.

Hasta la fecha, no se ha completado la evaluación a través de ensayos de formación del pozo CC.x-1001. Los niveles ensayados de las formaciones Tres Pasos y Cerro Cazador han arrojado caudales no comerciales de gas y condensado. Los datos del citado pozo y su atado sísmico han permitido definir otras posiciones prospectivas hacia el norte, dentro del eje estructural de Cancha Carrera.

Referencias bibliográficas

Adams, J. J. y Villar, H., 2021. Geochemical Characterization of CGC.SCA.CC.x-1001 mud Gases from 1460 to 3460 m



- depth, Austral Basin, Argentina. *Stratum – GeolabSur*. Reporte interno CGC.
- Aimar, E., Cevallos, M., Cangini, A., Mas Cattapan, F. y Vega, V., 2018. Extensión y desarrollo de los reservorios de baja permeabilidad del yacimiento. Campo Indio, Formación Magallanes (Maastrichtiano tardío – Daniano), Cuenca Austral Argentina. X Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG. Actas Simposio de Desarrollo, 203-220.
- Bauer, B. B., 2012. Stratigraphic evolution of a high-relief slope clinoform system, Magallanes Basin, Chilean Patagonia (Unpublished master's thesis). University of Calgary, Calgary, AB.
- Cagnolatti, M. y Miller, M., 2002. Los reservorios de la Formación Magallanes. En: Schiuma, M., Hinterwimmer, G. y Vergani, G. (eds.), *Rocas reservorio de las cuencas productivas de Argentina*, V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, 91-115, Mar del Plata, Argentina.
- Calderón, M., Prades, C. F., Hervé, F., Avendaño, V., Fanning, C. M., Massonne, H. J., Theye, T. y Simonetti, A., 2013. Petrological vestiges of the Late Jurassic–Early Cretaceous transition from rift to back-arc basin in southernmost Chile: New age and geochemical data from the Capitán Aracena, Carlos III, and Tortuga ophiolitic complexes: *Geochemical Journal* (47), 201-217.
- Covault, J. A., Romans, B. W. y Graham, S. A., 2009. Outcrop expression of a continental margin-scale shelf-edge delta from the Cretaceous Magallanes Basin, Chile. *Journal of Sedimentary Research* 79, 523-539.
- Cuitiño, J. I., Varela, A. N., Ghiglione, M. C., Richiano, S., y Poiré, D. G., 2019. The Austral-Magallanes Basin (Southern Patagonia): A Synthesis of its Stratigraphy and Evolution. *Latin American Journal of Sedimentology and Basin Analysis* (26) 2, 155-166.
- Daniels, B. G., Hubbard, S. M., Romans, B.W., Malkowski, M.A., Matthews, W. A., Bernhardt, A., Kaempfe, S. A., Jobe, Z. R., Fosdick, J. C., Schwartz, T. M., Fildani, A. y Graham, S. A., 2019. Revised chronostratigraphic framework for the Cretaceous Magallanes-Austral Basin, Última Esperanza Province, Chile. *Journal of South American Earth Sciences* 94,102-209.
- Fildani, A. y Hessler, A. M., 2005. Stratigraphic record across a retroarc basin inversion: Rocas Verdes–Magallanes Basin, Patagonian Andes, Chile, *Geological Society of America, Bulletin* (2005) 117 (11-12), 1596-1614.
- Ghiglione, M. C., Likerman, J., Barberón, V., Beatriz Giambiagi, L., Aguirre-Urreta, L. B. y Suarez F., 2014. Geodynamic context for the deposition of coarse-grained deep-water axial channel systems in the Patagonian Andes, *Basin Research* 2014 26 (6), 726-745.
- Hubbard, S. M., Fildani, A., Romans, B. W., Covault, J. A. y McHargue, T. R., 2010. High relief slope clinoform development: insights from outcrop, Magallanes Basin, Chile. *Journal of Sedimentary Research* 80, 357-375.
- Jait, D. M., Cevallos, M., Molinari, M. L., Cangini, A., Mas Cattapan, F. y Vega, V., 2018. Exploración y desarrollo de reservorios de baja permeabilidad de la Formación Magallanes en el Bloque El Cerrito, Cuenca Austral, Argentina. En Cohen, M., Becerra, G., Galarza, T., Limeres, A., Pagliero, P. y Schiuma, A. (Eds.), 10º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos – Simposio de Desarrollo de Hidrocarburos, Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, 235-252.
- Malkowski, M. A., Grove, M. y Graham, S. A., 2015. Unzipping the Patagonian Andes-Long-lived influence of rifting history on foreland basin evolution, *Geological Society of America, Lithosphere* 8 (1), 23-28.
- Malkowski, M. A., Schwartz, T. M., Sharman, G. M., Sickmann, Z. T. y Graham, S.A., 2017. Stratigraphic and provenance variations in the earth evolution of the Magallanes-Austral foreland basin: implications for the role of longitudinal versus transverse sediment dispersal during arccontinent collision. *Geological Society of America Bulletin* 129, 349-371.
- Malumián, N., Panza, J. L. A. y Cayetano, P., 2000. Hoja Geológica 5172-III Yacimiento Río Turbio, Servicio Geológico Minero Argentino.
- Mauduit, T. y Brun, J. P., 1998. Development of growth fault/rollover systems. *Journal of Geophysical Research*, 103, 119-18.
- McAtamney, J., Klepeis, K., Mehrtens, C., Thomson, S., Betka, P., Rojas, L. y Snyder, S., 2011. Along-strike variability of back-arc basin collapse and the initiation of sedimentation in the Magallanes foreland basin, southernmost Andes. *Tectonics* 30, TC5001.
- Mpodozis, C., Mella, P. y Pavda, D., 2011. Estratigrafía y Mega-secuencias Sedimentarias en la Cuenca Austral-Magallanes, Argentina y Chile. 8º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Simposio 35, 97-137, Mar del Plata.
- Pérez Panera J. P., Navarrete R. E. y Angelozzi, G. N., 2021. Estudio Bioestratigráfico y Paleoambiental del Pozo CGC. SCA.CC-1001 (Cancha Carrera), Cuenca Austral, Argentina. CGC, Informe In terno.
- Romans, B. W., Fildani, A., Graham, S. A., S. M. Hubbardz, S. M. y Covault, J. A., 2010. Importance of predecessor basin history on the sedimentary fill of a retroarc foreland basin: provenance analysis of the Cretaceous Magallanes basin, Chile (50-52°S), *Basin Research* 22, 640-658.
- Shultz, M.R. y Hubbard, S.M., 2005. Sedimentology, stratigraphic architecture, and ichnology of gravity-flow deposits partially ponded in a growth-fault-controlled slope mini basin, Tres Pasos Formation (Cretaceous), southern Chile. *Journal of Sedimentary Research* 75, 440-453.
- Sickmann, Z. T., Schwartz, T. M., Malkowski, M. A., Dobbs, S. C. y Graham, S. A., 2019. Interpreting large detrital geochronology data sets in retroarc foreland basins: An example from the Magallanes-Austral Basin, southernmost Patagonia. *Lithosphere* 11, 620-642.





Revitalización con inyección de polímeros

del yacimiento Cañadón León, flanco sur de la cuenca del golfo San Jorge, Argentina

Por *Andrés Legarreta, Valeria Mayer Bordón, Carolina Martínez, Rosina Barberis, Florencia Schein y Luis Martino* (YPF S.A.)

Este trabajo fue seleccionado como el mejor por el tema Desarrollo y Sustentabilidad en el marco del 11° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (CONEXPLO) realizado por el IAPG en noviembre de 2022.



El área Cañadón León cuenta con un importante desarrollo de reservorios correspondientes a los miembros Cañadón Seco y Caleta Olivia, de la Formación Cañadón Seco. A lo largo de la historia, las características geológicas y condiciones dinámicas de estas unidades han demostrado una baja eficiencia de barrido por inyección de agua. La desfavorable relación de movilidad en petróleo con viscosidades superiores a los 20cP y profundidades del orden de 1100 mbnm resultan condiciones óptimas para la evaluación de la oportunidad de recuperación mejorada por inyección de polímeros (EOR, *enhanced oil recovery*).

El uso de polímeros para la recuperación de petróleo tiene como vector principal el costo del químico asociado. Un proyecto sustentable de EOR requiere enfocar la inyección a los reservorios con mayores oportunidades, caracterizadas por tamaño, estructura, presiones, temperatura y saturación de agua.

En este trabajo se detalla la metodología empleada en el estudio del “Bloque B” ubicado en la zona sudoeste del activo que llevó a implementar un piloto de inyección de polímero que inició su actividad en mayo de 2022.

El yacimiento inició su desarrollo a principios de 1940 y cuenta con una extensa historia de producción y gran volumen de datos provenientes de diferentes fuentes y tecnologías, que generan un gran desafío para su interpretación. Sin embargo, mediante la integración de las distintas disciplinas se identificaron los reservorios objetivo determinando las siguientes incertidumbres como principales:

1. Conectividad y extensión lateral de reservorios conectados.
2. Distribución de la saturación remanente de petróleo.

El piloto, por lo tanto, buscará reducir las principales incertidumbres de subsuelo con el objetivo de expandir la actividad con inyección de polímeros al utilizar como soporte los múltiples modelos predictivos del área, y estimar con mayor precisión el impacto que tienen cada una de las variables mencionadas en el futuro desarrollo.

La evaluación del piloto se espera hacia fines de 2024 previendo un desarrollo con una gran actividad asociada (más de 70 pozos nuevos) en caso de tener resultados positivos.

Yacimiento

El Yacimiento Cañadón León se ubica aproximadamente a 80 km al Sudoeste de la ciudad de Comodoro Rivadavia en el flanco Sur de la cuenca del Golfo de San Jorge, en la provincia de Santa Cruz, Argentina (Figura 1). La concesión presenta una extensión de unos 420 km² y contempla una región subdividida en 11 bloques. Cuenta con más de 2800 pozos productores e inyectores, de los cuales 360 están activos con un distanciamiento promedio histórico de aproximadamente 250 m.

Durante los últimos años, el campo centró su actividad en los objetivos profundos y en algunos proyectos de secundaria de pequeña envergadura que no lograron revertir el declino. El estudio de recuperación por polímero del “Bloque B” busca revitalizar una zona que desde 2012 se encuentra con actividad marginal, pero con gran potencial remanente.

Estudio geológico Bloque B

El modelo estático parte de un modelo geológico semiregional, con un marco estructural definido a partir de sísmica 3D, un análisis estratigráfico local dentro de un contexto regional y un modelo de facies a partir del análisis de testigos corona extraídos en la zona, y calibrados con los perfiles eléctricos.

Los reservorios de interés para este proyecto corresponden a los Miembros Cañadón Seco 1 (CS) y Caleta Olivia (CO) de la formación Cañadón Seco (Lesta, 1968). Estas unidades están conformadas principalmente por

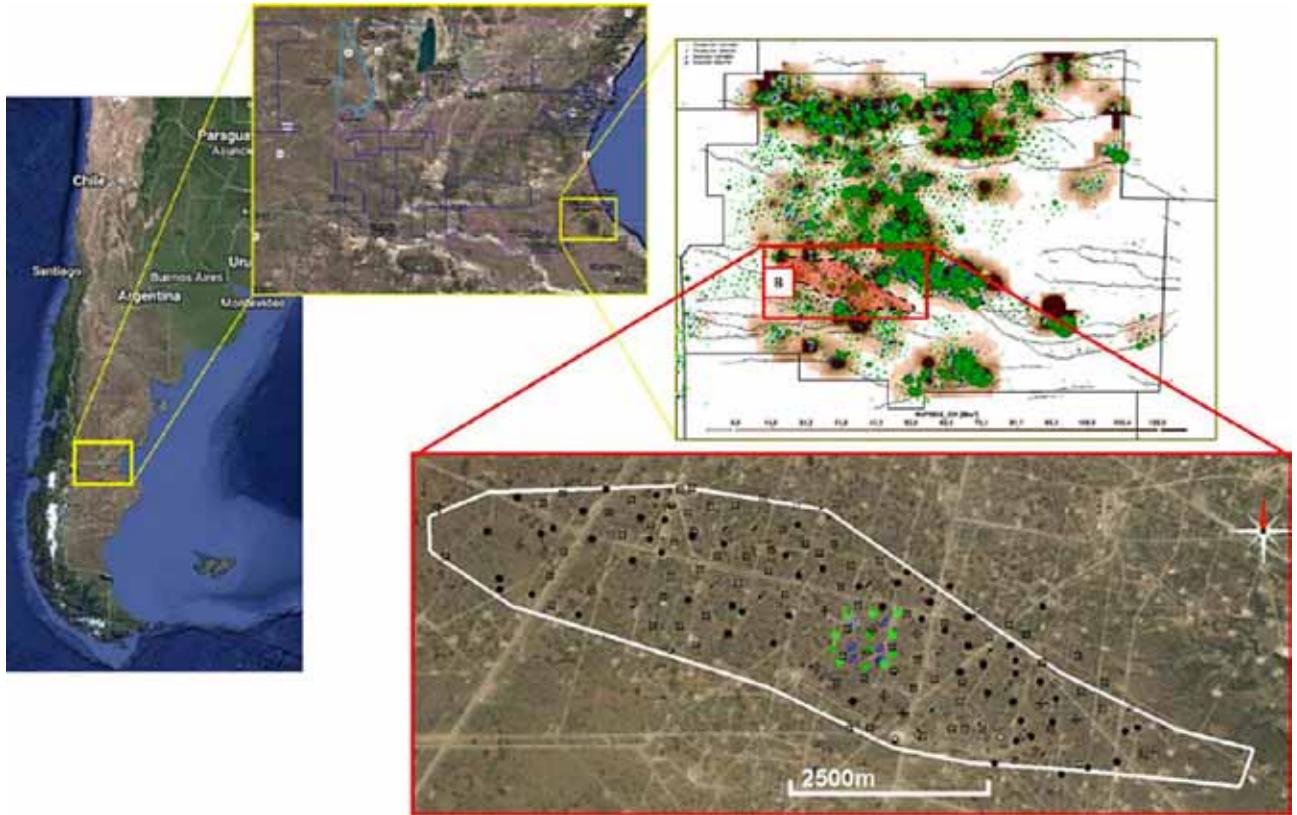


Figura 1. Yacimiento Cañadón León y zona de interés - CGSJ, San Cruz, Argentina (En color, los pozos involucrados en el proyecto piloto).

areniscas y areniscas tobáceas de grano grueso a mediano que, en ocasiones, conforman importantes apilamientos de hasta 10 me de espesor con una buena continuidad lateral (Kaminszczik *et al.*, 2012), depositados por corrientes tractivas de canales fluviales (Hechem, 1998). Las condiciones de deposición impusieron una distribución de facies heterogénea, que sumado a los procesos diagenéticos dan como resultado características petrofísicas muy variables de los reservorios.

La estructura regional muestra una tendencia general de orientación O-E e inclinación de los reservorios hacia el NE, conformando una estructura tipo homoclinal hacia las formaciones más someras (Kaminszczik *et al.*, 2012). La interpretación del registro sísmico 3D en concordancia con los datos de pozos, evidencian un relieve progresivamente afectado por fallas en las unidades más profundas. Estas fallas son de tipo normal y se relacionan con los esfuerzos extensivos de *rifting* durante la etapa de generación de la cuenca (Ramos, 2014; Sylwan, 2001), delimitando hemi-grábenes, grábenes y horsts que conforman "bloques" dentro de los cuales los fluidos quedan desconectados dinámicamente de los sectores adyacentes, según demuestran las historias de producción.

El modelo estratigráfico se construyó acompañando la interpretación estratigráfica en un contexto semiregional. Se trabajó con curvas de proporción vertical (CPV) que permitieran reconocer ciclos de mayor jerarquía en los bloques de estudio de la zona, y que se pudieran in-

tegrar a la información adquirida en los testigos corona. Este análisis permitió definir cuatro secciones de aproximadamente 100 m de espesor (Figura 2), que subdividen CS y CO en secciones inferior y superior; e identificar 6 ciclos de pequeña escala (~40 m espesor) que funcionan para el desarrollo a nivel del modelo sectorial. Los *markers* se colocaron en los niveles de menor NTG, que típicamente coinciden con "cuellos" de alto contenido de arcilitas.

El modelo de facies considera el contexto semiregional y la integración de los estudios petrofísicos y mineralógicos de otras coronas para su entendimiento. Se definieron diversos modelos conceptuales en términos de proporción de facies, distribución en el espacio, heterogeneidad y su efecto en la conectividad. La dispersión de valores de porosidad y permeabilidad para una misma facies granulométrica llevó a analizar rigurosamente las diferencias encontradas entre facies litológicas (descritas a nivel de corona), facies granulométricas (capturadas a nivel de perfiles eléctricos) y petrofacies (identificadas por sus propiedades K-Phi y alineadas con los *rocktypes* del modelo). La interpretación del estudio integrado evidenció que el efecto de la diagénesis en los reservorios de este sector impactó fuertemente en las propiedades petrofísicas observadas para un mismo rango de granulometría.

Con el objetivo de mantener la representatividad de la distribución de facies y las propiedades petrofísicas, se

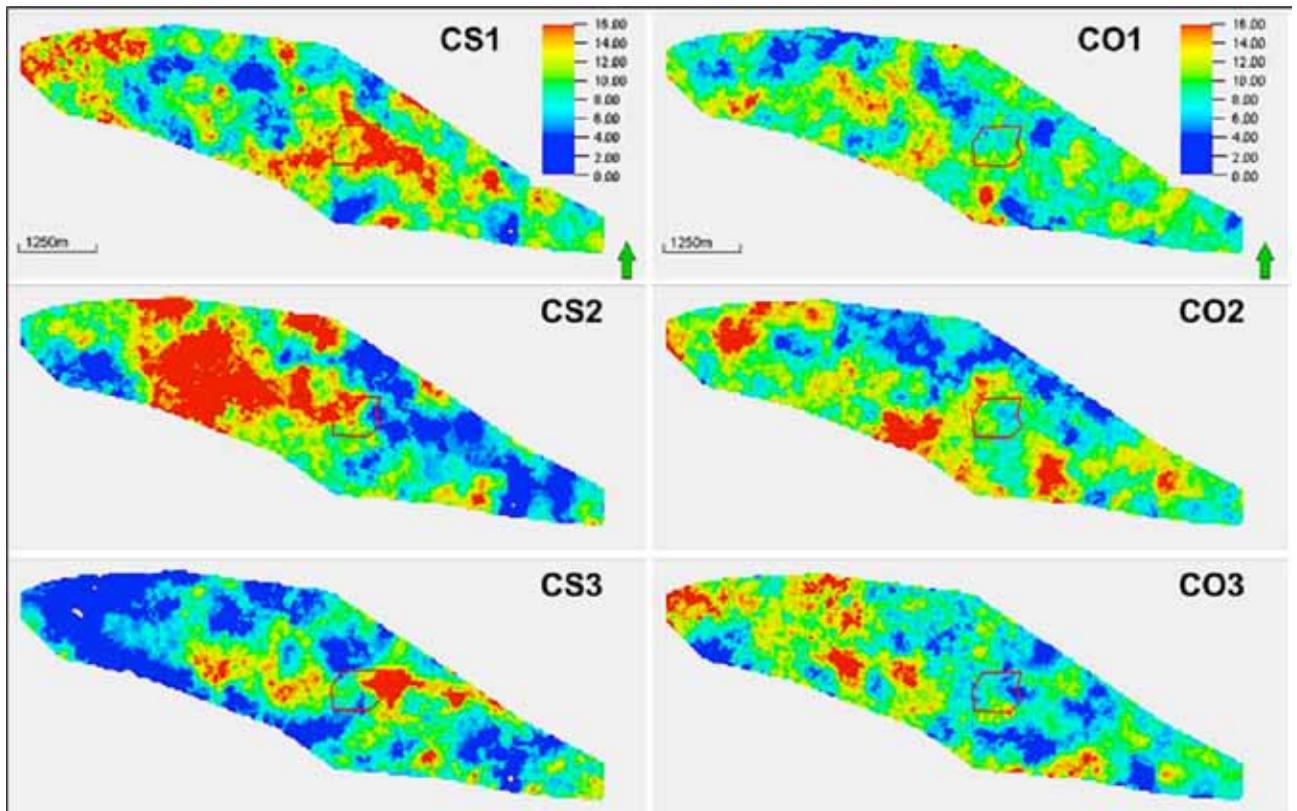


Figura 4. Espesores [m] de facies reservorio (Facies 2, 3, 4 con cutoff de 0,1 mD). A la izquierda CS ciclos CS1, CS2 y CS3 | A la derecha CO ciclos CO1, CO2 y CO3. Polígono rojo corresponde al proyecto Piloto.

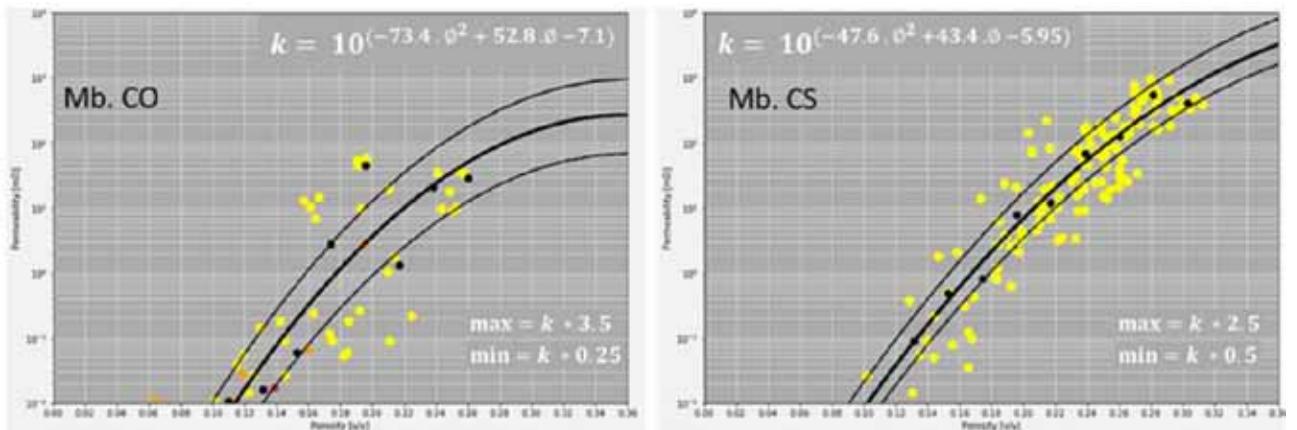


Figura 5. Se observa el rango de dispersión de permeabilidad para dos facies definidas en cada uno de los niveles reservorio, y la sensibilidad seleccionada aplicable al set de datos

definieron facies mediante *cutoffs* combinados de VSH y porosidad (Figura 3), reduciendo los rangos de dispersión entre las litofacies definidas en los *plugs* y las propiedades petrofísicas registradas para cada caso. Esto permitió la construcción de un poblado de permeabilidad capaz de reflejar la calidad de los reservorios, la distribución de las propiedades en el espacio y de fortalecer el entendimiento y representatividad del análisis de los volúmenes conectados. Con estas facies se identificaron con mayor claridad los ciclos de depositación en concordancia con

sus propiedades petrofísicas, evidenciando el desarrollo de fajas de canal y planicies de inundación.

La distribución de areniscas (Figura 4) en CO superior para las arenas reservorios (facies 2, 3 y 4 con *cutoff* de 0,1 mD) resulta uniforme de manera global dentro del bloque. En los intervalos analizados para CS (CS1, CS2, CS3), la diferenciación de sectores de fajas de canal y planicies es mucho más marcado para las mismas facies, mostrando una mayor heterogeneidad tanto arealmente como en la vertical.

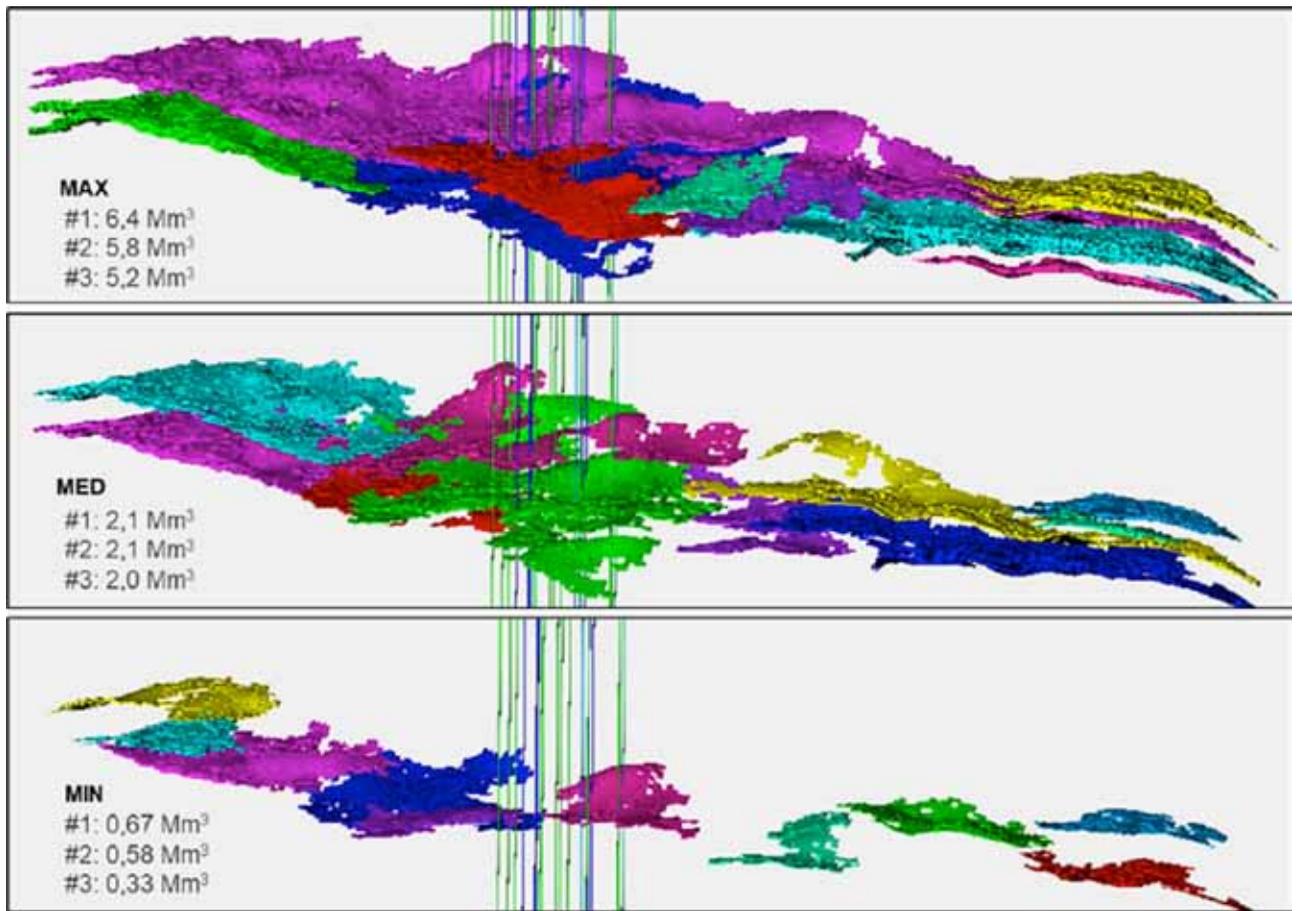


Figura 6. Distribución espacial de los volúmenes conectados del Mb. CO. Se destaca la variabilidad de volúmenes porales de los tres cuerpos de mayor jerarquía, para los diferentes escenarios de leyes K-Phi (con *cutoff* de 50mD).

El modelo de porosidad fue construido y calibrado a partir de perfiles sónicos, ajustados con los datos obtenidos en la corona extraída en la zona central del bloque (en uno de los pozos del proyecto piloto). Estas grillas permitieron capturar las propiedades petrofísicas evidenciadas en los reservorios como producto de las variaciones granulométricas, como así también por el efecto de la cementación. Sin embargo, la resolución de lectura de los perfiles no alcanza a representar la dispersión de permeabilidad observada en los *plugs*. Las mediciones de permeabilidad en la corona mostraron una variabilidad de hasta dos órdenes de magnitud en rangos inferiores a los 10 cm (para una facies). Queda de manifiesto la necesidad de representar estos patrones en el modelo estático, con el fin de favorecer una dinámica de fluidos propia de un ambiente altamente heterogéneo, donde coexisten vías de flujo de alto contraste de permeabilidad.

Para cada nivel reservorio (CO y CS), se evaluaron múltiples escenarios independientes de rangos de variabilidad de permeabilidad considerando las mediciones por facies en las coronas del estudio semiregional (Figura 5). De esta manera se obtuvo una familia de modelos (conservadores - optimistas), que impactan en el grado de conectividad de los reservorios.

Con el fin de evaluar el impacto de la sensibilidad de

las leyes K-Phi en la conectividad, se estableció un criterio *ad hoc* de estimación volumétrica de los tres cuerpos de arena de mayor jerarquía con un *cutoff* de 50 mD, que resalta las principales diferencias entre los rangos de permeabilidad.

En la figura 6 se exponen, a modo de ejemplo, tres escenarios (con igual probabilidad de ocurrencia) sobre los cuales se visualizan las extensiones laterales, los tamaños de cada reservorio y se corrobora la variabilidad de hasta en un orden de magnitud entre el caso de mínima y máxima.

La definición de escenarios con múltiples leyes K-Phi, refleja el grado de incertidumbre del modelo y permite representar distintas condiciones de barrido, tamaños de oportunidades (ROIP) y detectar escenarios o condiciones no viables para la inyección.

Modelado dinámico

El modelo integral del bloque B tiene como punto de partida el modelo geológico luego de la secuencia: facies-porosidad-arcillosidad-leyes K-Phi que establecen múltiples escenarios de conectividad de reservorios.

La etapa más relevante del modelo dinámico consis-

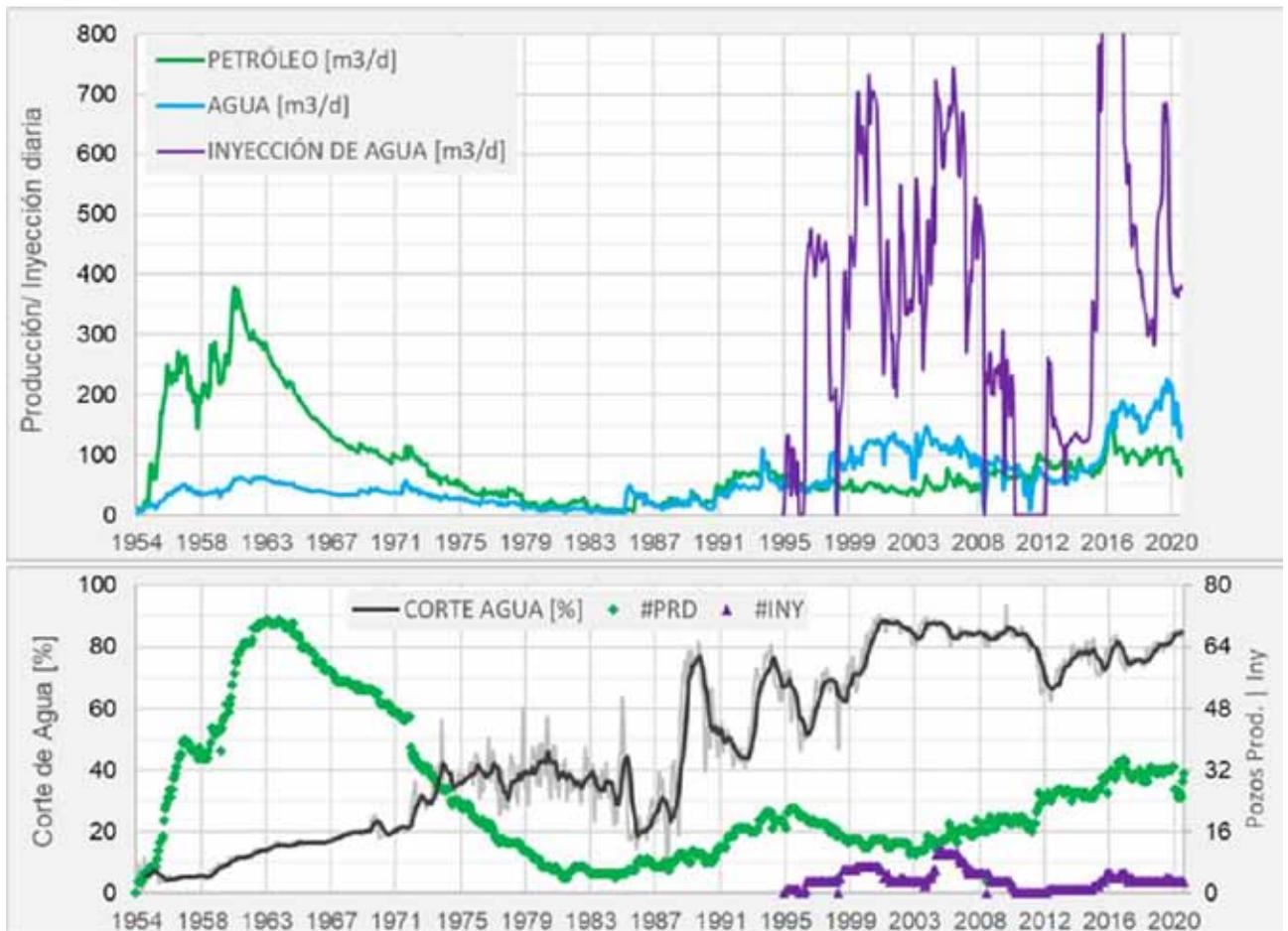


Figura 7. Historia de producción e inyección de agua (CAP IV). Si bien la recuperación secundaria inicia a mediados de los noventa, el aumento de producción se asocia al incremento de pozos activos. Se evidencia un fuerte incremento en el corte de agua sin una respuesta considerable de petróleo secundario.

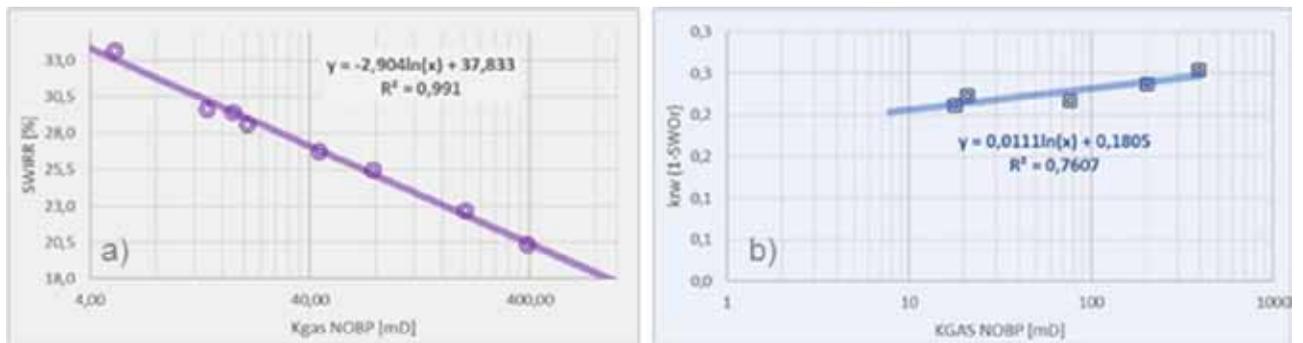


Figura 8. Puntos extremos correlacionados con la permeabilidad. a) Swirr; b) Kwr.

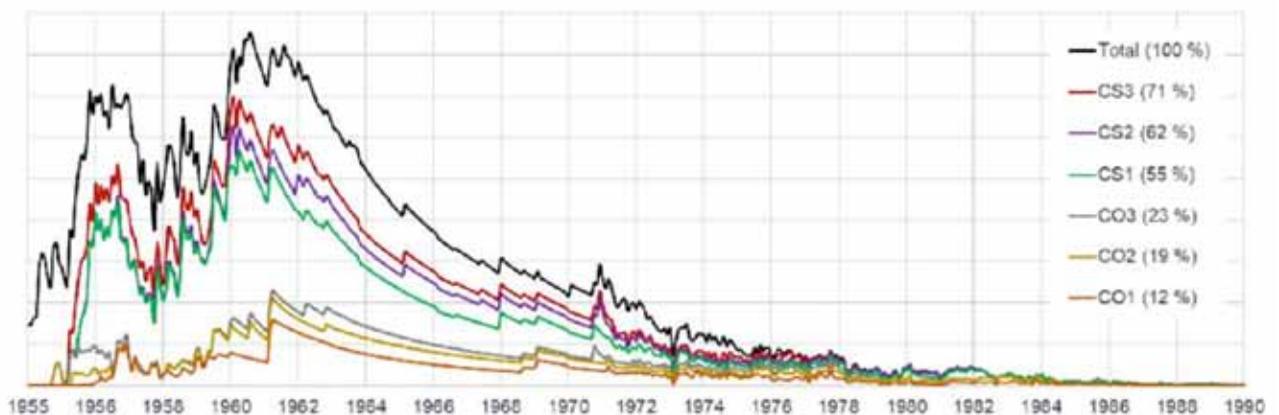


Figura 9. Producciones incrementales de los seis reservorios en estudio de los Mb, CS1 y Mb, CO.

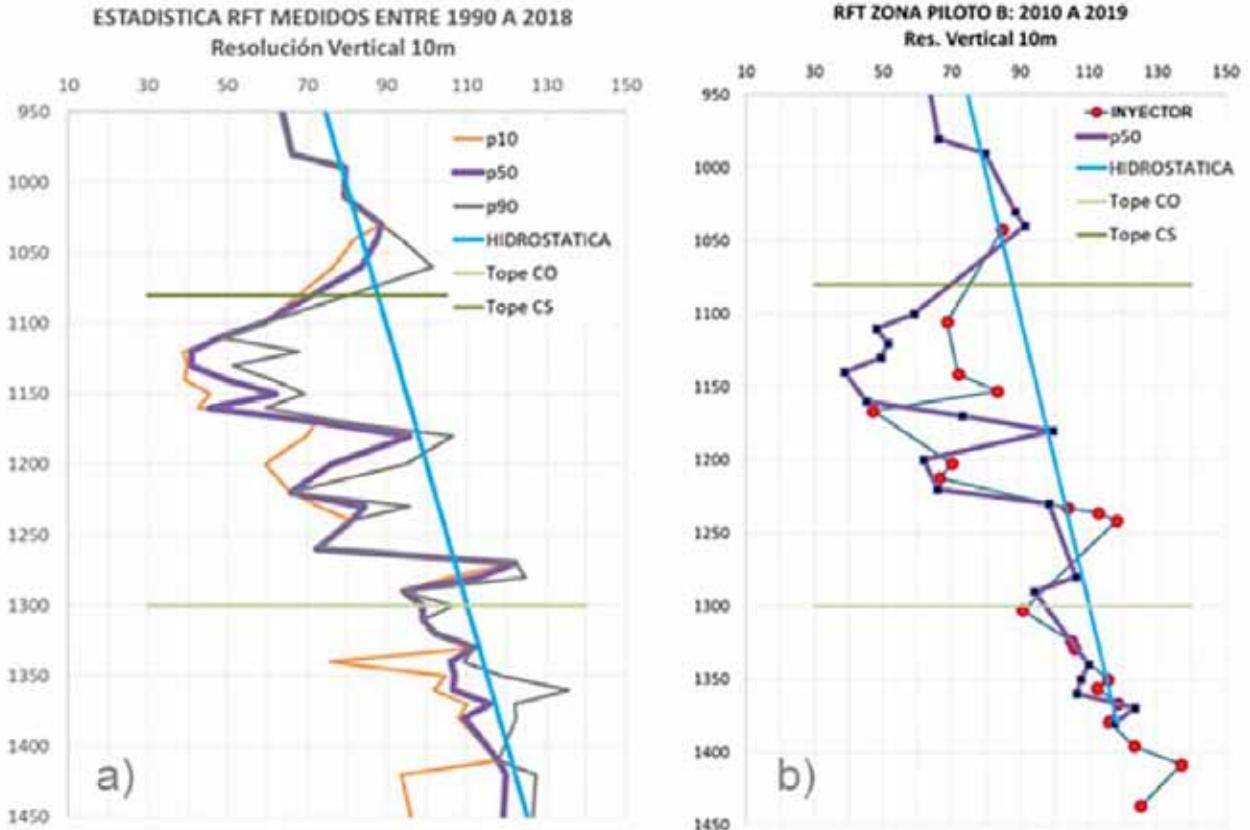


Figura 10. Estadística de RFT [kg/cm²] entre 1990-2019. a) Patrón de presiones del bloque B; b) Patrón de presiones en la zona del piloto.

tió en la identificación de los parámetros que definen las restricciones en los grados de libertad para la dinámica de fluidos, que enfoca el análisis sobre las variables independientes que limitan el ROIP y factor de recobro.

En el Bloque B, debido a la historia del campo (proyectos de secundaria implementados en forma parcial — Figura 7— y la introducción de escenarios de inyección de polímero), se reconocieron los parámetros independientes de baja sensibilidad en el ajuste histórico y alto impacto en los pronósticos.

Luego del análisis de incertidumbre, se reconocieron las variables dinámicas más relevantes (Tabla 1) y se determinó su rango en los escenarios de predicción para la toma de decisiones en la implementación del proyecto.

Con el análisis petrofísico se determinó que la permeabilidad condiciona a la saturación de agua irreducible (Swirr) y la permeabilidad relativa al agua en condiciones de petróleo residual (Krw@SOR) (Figura 8). Estas relaciones se introdujeron en el modelo, con el fin de que cada una de las celdas tuviese sus variables dinámi-

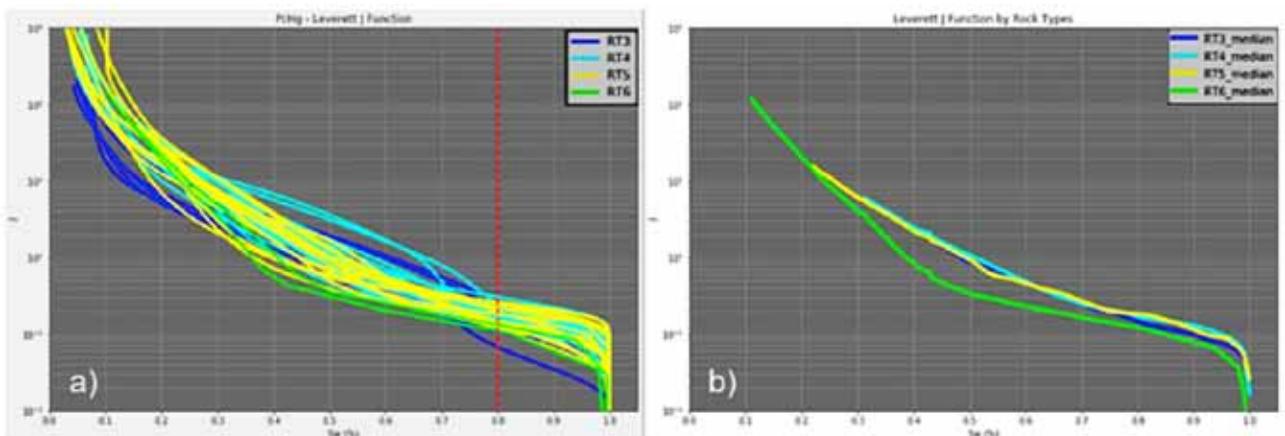


Figura 11. a) Funciones J estimadas de presiones capilares. b) Selección por rocktype.

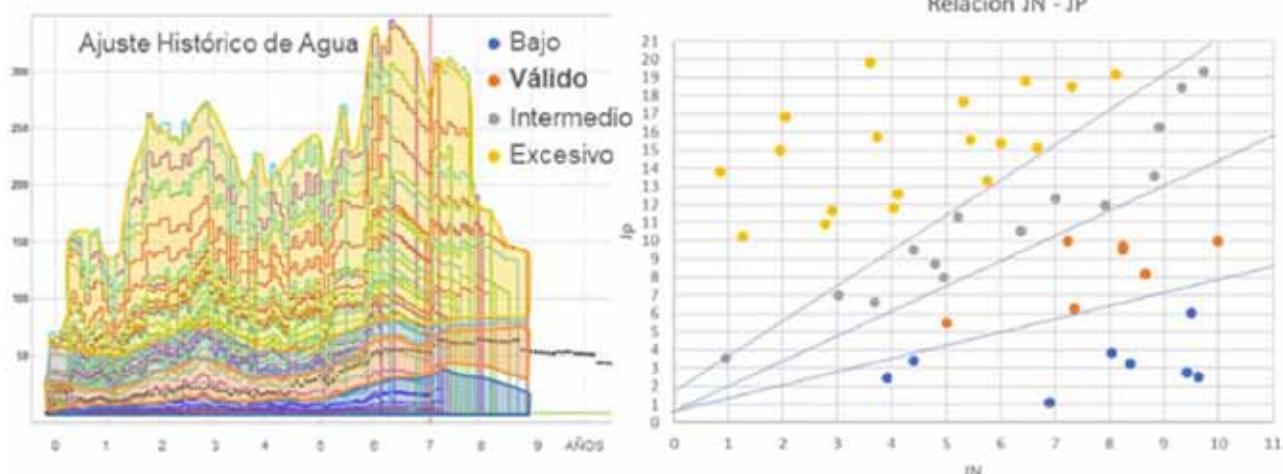


Figura 12. Aproximaciones sucesivas de funciones J para el ajuste histórico de agua, mediante parámetros (Corey, 1954) (JP y JN).

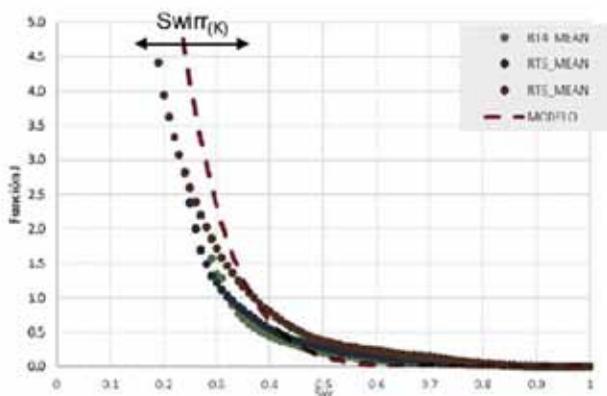


Figura 13. Comparación de las funciones J de la petrofísica y del ajuste histórico.

cas acorde a la permeabilidad.

Con el objetivo de determinar el potencial remanente de cada uno de los reservorios, se realizó el reprocesamiento de las producciones históricas (petróleo y agua) identificando el aporte de hidrocarburo de cada ciclo estratigráfico (Figura 9), para realizar ajustes históricos por miembro, secuencia y pozo.

Las presiones (ensayadores de formación desde 1990 hasta la actualidad) aportaron información en los modelos de ajuste, comprobando las presiones de cada ci-

clo estratigráfico y verificando dinámicamente el grado de depletación en correspondencia con los contactos de gas. En la figura 10a, se muestra el patrón de presiones del bloque B basado en los resultados de la adquisición de presiones de formación entre 1990 y 2019. Se consideró una resolución vertical de 10 m y una corrección por datum, para generar una población de datos de presión en profundidad, que denoten el grado de depletación y su variación mediante curvas percentiles 10, 50 y 90. Se registran bajas presiones en CS (1100 mbbp a 1150 mbbp), mientras que las presiones para CO (1300 mbbp a 1400 mbbp) son cercanas a la original. La dispersión de las curvas P10-P90 deja de manifiesto la heterogeneidad lateral y posibles desconexiones de volúmenes evaluados. En la figura 10b, la estadística de presiones se centró únicamente en la zona del piloto indicando patrones de depletación similares al bloque. La tendencia queda verificada con el registro del pozo “INYECTOR” medido en 2019.



Variable	Rango	Sensibilidad Ajuste Histórico		Sensibilidad Pronóstico
		Petróleo	Agua	Petróleo
K-Phi / Conectividad	Percentiles 10 a 90	<1%	<1%	50 – 80 %
No	2 – 3	<1%	<1%	20 – 25%
Nw	1.1 – 1.5	<1%	<5%	< 3%
SOR	34 – 45 %	<1%	<10%	30%
GOC Mb. CS	+/-5 m		30 %	30 %
PERM _{MN}	1 – 30 mD	3%	8%	5%

Tabla 1. Variables independientes del modelo dinámico. Rango de sensibilidad en el ajuste histórico e impacto sobre los pronósticos.

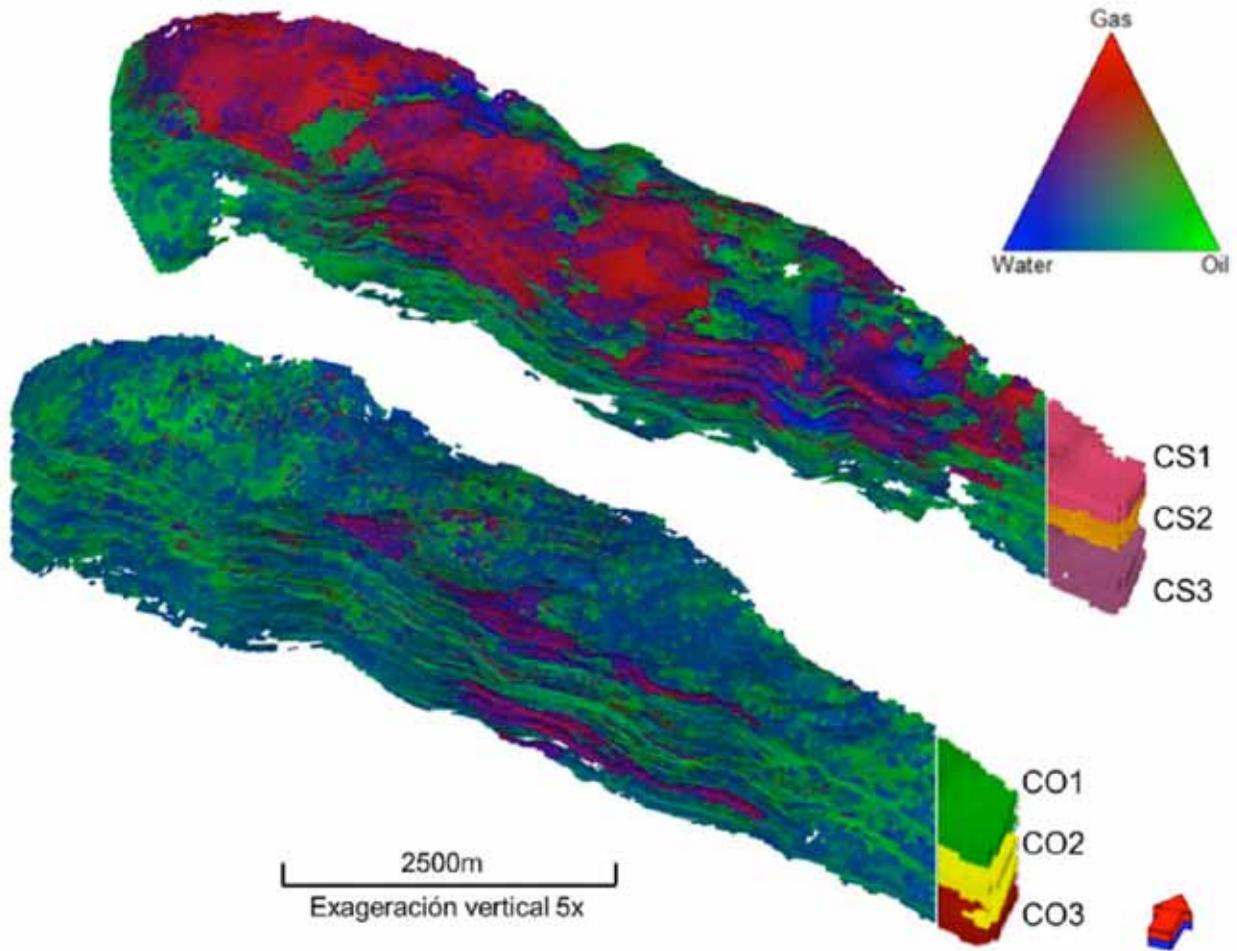


Figura 14. Diagrama ternario de saturaciones CS y CO.

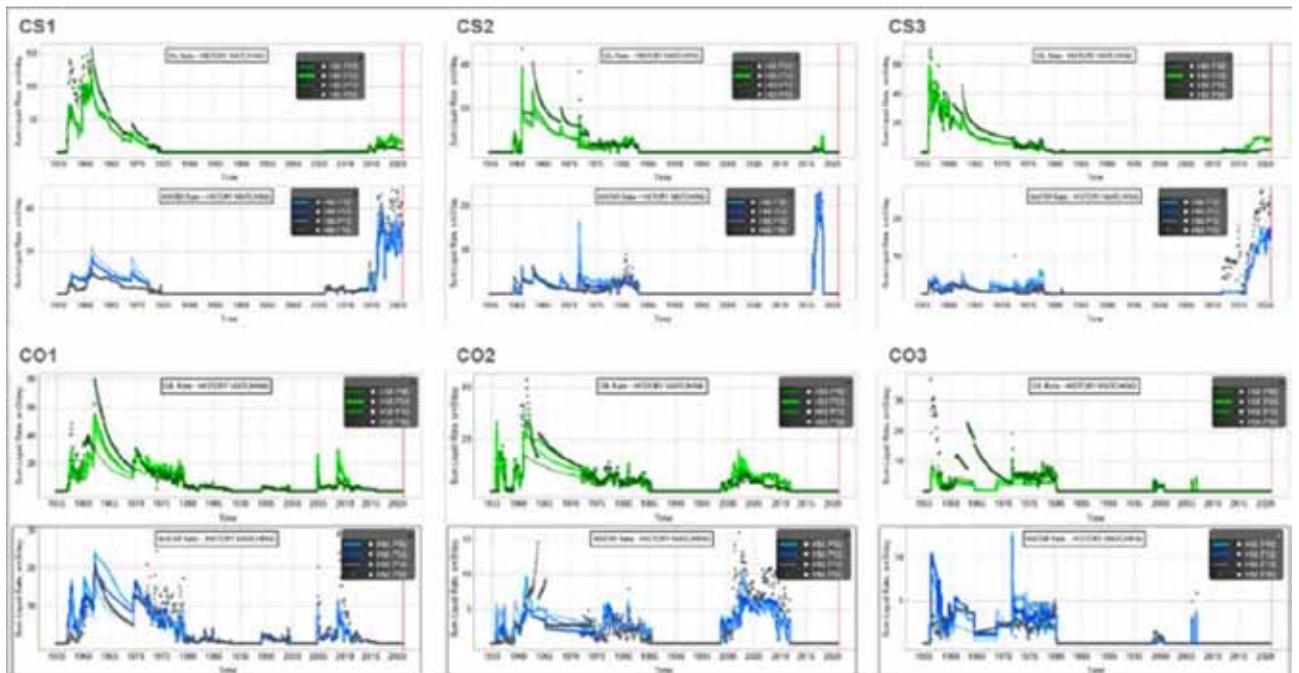


Figura 15. Escenarios de ajustes de fluidos.

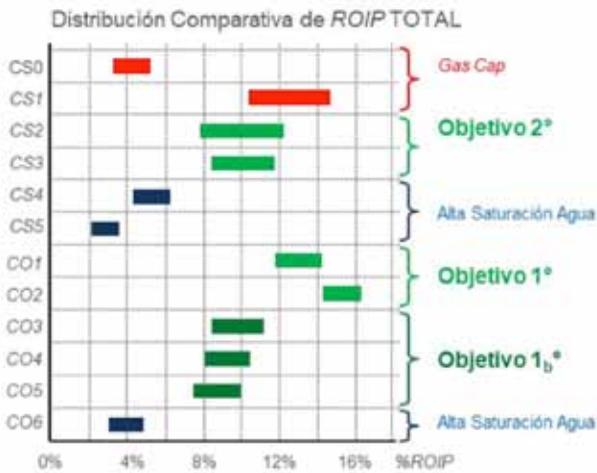


Figura 16. Rango comparativo de los tamaños de las oportunidades de terciaria respecto del ROIP total. Clasificación de los ciclos de interés y alertas para el desarrollo.

Los datos PVT incorporados en el modelo corresponden a un pozo cercano cuya formación de muestra tiene características análogas de presión, temperatura y profundidad a la zona de estudio. Las condiciones iniciales son Rs de $28\text{m}^3/\text{m}^3$, viscosidad de 22cP y presión de 105 kg/cm^2 .

Las funciones J (Figura 11a) (Leverett, 1941) estimadas a partir de las curvas de presión capilar de mercurio aproximadamente convergen en una curva mediana (percentil 50) con cierta variabilidad en el ajuste de 4 *rocktypes* evaluados (Figura 11b). Para facilitar la incorporación al simulador, se optó por parametrizar la función J con la expresión $J=JP.SWJN$ (JP máximo valor, y JN, concavidad).

Se estimaron funciones que reproduzcan la historia de agua (durante los primeros ocho años de historia) y restrinjan la variabilidad de JP y JN. (Figura 12). Los resultados se clasificaron por calidad de ajuste y al seleccionar una Función J intermedia del rango "válido" resultó comparable a la obtenida con petrofísica, confirmando la validez del modelo (Figura 13).

Factor Recobro (FR)		Miembro Productivo	FR
			p50
HISTÓRICO BLOQUE	≈ 70 años	GLOBAL	4,8 %
Primaria + Secundaria			
PRONÓSTICOS PILOTO	10 años	Mb. CO	8,5 %
Terciaria			
		Mb. CS	11 %

Tabla 2. Factor de Recobro histórico (1954-2022) y Total.

Parámetros con impacto en el valor del ROIP

La saturación de petróleo residual (SOR) es una variable independiente, debido a que no se identificó ninguna correlación con la permeabilidad. Se detalla el rango de trabajo en la tabla 1, y si bien no tiene impacto en el ajuste dinámico, afecta en un 30% los pronósticos.

El análisis de contactos gas-petróleo-agua se realizó para cada ciclo estratigráfico considerándolos en el simulador como reservorios independientes. La historia de ensayos cuenta con más de 70 años, pero se consideró como información relevante una ventana temporal desde el primer pozo perforado en el bloque hasta el inicio de la actividad *infill* (cinco años aproximadamente). Los contactos gas-petróleo que presentaron incertidumbres fueron validados con simulación dinámica para verificar el rango en coherencia con fluidos y presiones históricas. De esta manera, el tamaño de la oportunidad por ROIP quedó condicionado a la reconstrucción de los múltiples contactos identificados.

En la figura 14 se muestran los principales ciclos de interés. En CS se interpreta la presencia de un casquete regional de gas en el ciclo superior (CS1), mientras que los dos ciclos subyacentes (CS2 y CS3) si bien presentan gas libre, no son amenaza para la inyección de polímero. En CO la presencia de gas libre tampoco compromete la inyectividad, ya que se encuentra localizada y acuñada contra el límite del bloque.

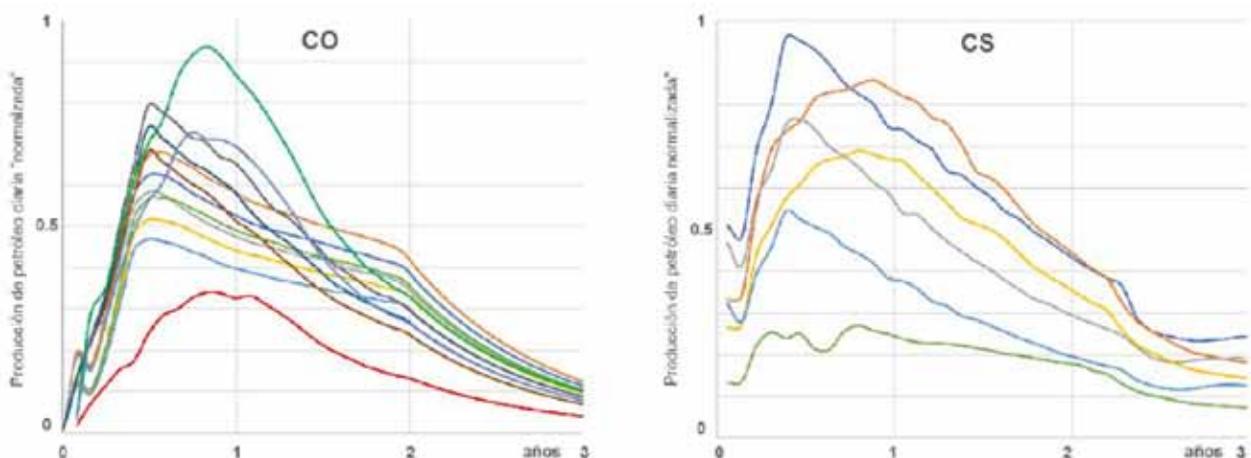


Figura 17. Pronósticos del piloto de los objetivos en el Mb. CO (CO1+CO2) y CS (CS2+CS3).

Parámetros con impacto en el factor de recobro

Las permeabilidades relativas se implementaron en el modelo con función Corey. Las concavidades de las curvas petróleo y agua (N_o y N_w , respectivamente) son sensibilizadas de forma independiente para determinar un rango de ajuste histórico y el impacto sobre los pronósticos (Tabla 1).

Oportunidades del Bloque B

A partir de la caracterización de cada ciclo estratigráfico, se expone el resumen de los ajustes de fluidos de los 6 ciclos de interés del bloque (Figura 15).

A raíz de todos los escenarios de ajustes históricos evaluados, el tamaño de la oportunidad o ROIP de los ciclos estratigráficos del bloque se presentan en la Figura 16.

Se seleccionaron los ciclos CO1 y CO2 como objetivos principales, ya que son los que presentan mayor potencial de producción, extensión areal y conectividad. Los ciclos CO3, CO4 y CO5, cuya principal característica es que están compuestos por cuerpos arenosos de menor extensión y, por lo tanto, menor conectividad, quedan definidos como *upside*.

Los objetivos secundarios de los ciclos CS2 y CS3 presentan una buena oportunidad de desarrollo si bien se encuentran depletados, por lo cual se diferirá la inyección de polímero en estos ciclos considerando la inyección de agua para su resaturación.

Pronósticos

Los pronósticos se realizaron sobre los modelos con ajuste histórico válido, asumiendo escenarios con producción primaria, recuperación secundaria y recuperación terciaria con inyección de solución polimérica en concentraciones del orden de 2000 ppm y caudal de 200 m³/d por inyector.

Las respuestas posibles (y equiprobables) del piloto a partir de la sensibilidad de los parámetros identificados se presentan en la figura 17 para los Mb. CO y CS.

En la tabla 2 se anuncian los factores de recobros históricos del bloque y los correspondientes al piloto de inyección de polímeros del escenario p50.

Conclusiones

La metodología de modelado integral estático/dinámico con el uso de simulación numérica incorporó toda la información disponible (sísmica 3D, geología, petrofísica e historia de fluidos y presiones) y permitió realizar múltiples escenarios con el objetivo de visualizar el impacto de las incertidumbres y definir la implementación de un piloto de inyección de polímeros.

El estudio posibilitó representar la heterogeneidad de

los ciclos estratigráficos y las condiciones de reservorio para identificar el petróleo remanente con oportunidad de incrementar el factor de recobro. El escenario actual de presión de reservorio, viscosidad, temperatura y tamaño de gargantas porales del Bloque B sugieren condiciones óptimas para maximizar la eficiencia de barrido mediante la recuperación terciaria.

Se realizaron dos pruebas de inyektividad de solución polimérica con caudales de hasta 250 m³/d y viscosidades de hasta 70 cP, comprobándose la inyektividad de la formación, la presión de inyección en boca de pozo y especialmente confirmando que el polímero no sufre alteraciones en contacto con la roca por degradación mecánica ni química.

Para reducir los tiempos de respuesta, se planificó inyectar con una estrategia separada en dos etapas. La primera comprobará el potencial del miembro Caleta Olivia con alta volumetría remanente de petróleo, baja saturación de gas, alta presión y ausencia de casquetes regionales de gas, mientras que en la segunda etapa se inyectará en los reservorios del Mb. Cañadón Seco, con mayor incertidumbre asociada a la presión de reservorio y presencia de areniscas con alta saturación de gas.

El emplazamiento del piloto, de 6 mallas de inyección, se ubicó en una zona que cuenta con propiedades representativas del bloque con el objetivo de poder extrapolar sus resultados para rápidamente poder expandir la inyección de polímeros al Bloque B.

Adicionalmente, se recomienda la puesta en producción de los pozos en sincronización con la inyección para evitar adelantar producción primaria que comprometería el factor de recobro a corto plazo.

Referencias bibliográficas

- Corey, A. T., 1954. The interrelation between gas and oil relative permeabilities, *Producers Monthly* 19, 38-41
- Hechem, J. J., 1998. Arquitectura y paleodrenaje del Sistema Fluvial efímero de la Formación Bajo Barreal, Cuenca del Golfo San Jorge, Argentina, Boletín de Informaciones Petroleras, Tercera Época, Año XV (53), 21-27.
- Kaminszczyk, S., López, R., Fonseca, C., Franco, B., Bernhardt, C., D'Andrea, F., Pascual, M., Fernández Righi, E. e Iuliano, A., 2012. Reingeniería Proyecto CL-Central, Yacimiento Cañadón León. Informe Interno YPF.
- Lesta, P. J., 1968. Estratigrafía de la Cuenca del Golfo San Jorge, Jornadas Geológicas Argentinas, Actas III, 251-289, Buenos Aires, Argentina.
- Leverett, M.C., 1941. Capillary behavior in porous solids, *AIME Transaction* 142 (1), 341-358.
- Ramos, V. A., 2014. Evolución de la cuenca Golfo San Jorge: su estructuración y régimen tectónico, *Revista de la Asociación Geológica Argentina* 72, 16-24.
- Sylwan, C.A., 2001. Geology of the Golfo San Jorge basin, Argentina, *Journal of Iberian Geology* 27, 123-157.



11
EXPLORACIÓN Y
DESARROLLO DE
HIDROCARBUROS

Este trabajo fue seleccionado como el mejor por el tema Geología Estructural y Tectónica en el marco del 11° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (CONEXPLO) realizado por el IAPG en noviembre de 2022.

Integración de información de subsuelo y afloramiento análogo para la caracterización del reservorio Huitrín Fracturado

Por *Lucía Ciancio, Ramiro G. López, Emilio A. Rojas Vera, M. Agustina López Ordines y Rosina C. Barberis* (YPF S.A.)

El entendimiento de los sistemas de fracturas naturales resulta fundamental en la prospección de oportunidades en yacimientos. En este sentido, es necesario integrar la información disponible que permita generar un modelo conceptual de las fracturas, su evolución y su impacto en la producción (López *et al.*, 2018). El siguiente trabajo tiene como objetivo la caracterización de las fracturas naturales presentes en la formación Huitrín mediante el estudio de datos del yacimiento La Ramadita, considerado de Tipo 2 acorde a Nelson (2001) y del afloramiento considerado análogo, la sierra de Cara Cura. El área de estudio se localiza en el sector nororiental de la faja plegada y corrida de Malargüe, en el frente de deformación, donde se desarrollaron corrimientos en el Grupo Mendoza durante la orogenia andina (Giambiagi *et al.*, 2008a) (Figura 1). Allí, la Formación Huitrín se encuentra afectada por una serie de corrimientos menores que forman anticlinales de 200 m de longitud de onda.

La metodología de trabajo involucra la interpretación de fallas y horizontes sobre sísmica 3D y el análisis de las fracturas sobre imágenes de pozo y testigos coronas del yacimiento La Ramadita. Para complementar el entendimiento del sistema de fracturas naturales de la Formación Huitrín, se realizaron estudios en afloramientos análogos en la sierra de Cara Cura. Si bien la sierra de Cara Cura se interpreta como una estructura de piel gruesa que expone el basamento de la cuenca Neuquina, sobre su limbo dorsal presenta estructuras de piel delgada que afectan la Formación Huitrín. Tanto el yacimiento como el afloramiento comparten similar configuración estructural y posición dentro de la plataforma carbonática, presentando facies, espesores y anticlinales

semejantes. En afloramiento se realizaron mediciones sistemáticas y no sistemáticas de las principales familias de fracturas y se recolectaron datos de tipos de fractura, como la disposición espacial, apertura cinemática, tipo y porcentaje de cementación y relación con la estratificación. En muestras recolectadas para petrografía se observaron y describieron elementos de diagénesis estructural, como texturas del cemento, composición y relaciones de corte. A partir de la combinación de los datos obtenidos se determinó la secuencia de los eventos que generaron los diferentes conjuntos de fracturas a lo largo del tiempo.

Del análisis e integración de datos de subsuelo, afloramiento y laboratorio se obtiene un modelo conceptual robusto del sistema de fracturas naturales del yacimiento. Estos estudios logran disminuir incertidumbres del modelo geológico y aportan datos útiles para la interpretación estructural, la estimación de recursos y los parámetros de perforación, entre otros.

Contexto geológico

El área de estudio se encuentra en el frente de deformación de la faja plegada y corrida de Malargüe (FPCM), ubicada en el sector norte de la cuenca neuquina, en la provincia de Mendoza (34°-36° S) (Figura 1A). Dicha faja es producto de la inversión de hemigrábenes mesozoicos de rumbo NNO originados durante la extensión que formó la cuenca neuquina entre el Triásico tardío y el Jurásico temprano (Bechis *et al.*, 2020). La misma ha sido identificada como híbrida, dado que existe deformación tanto de piel gruesa como de piel fina, con fallas de ba-

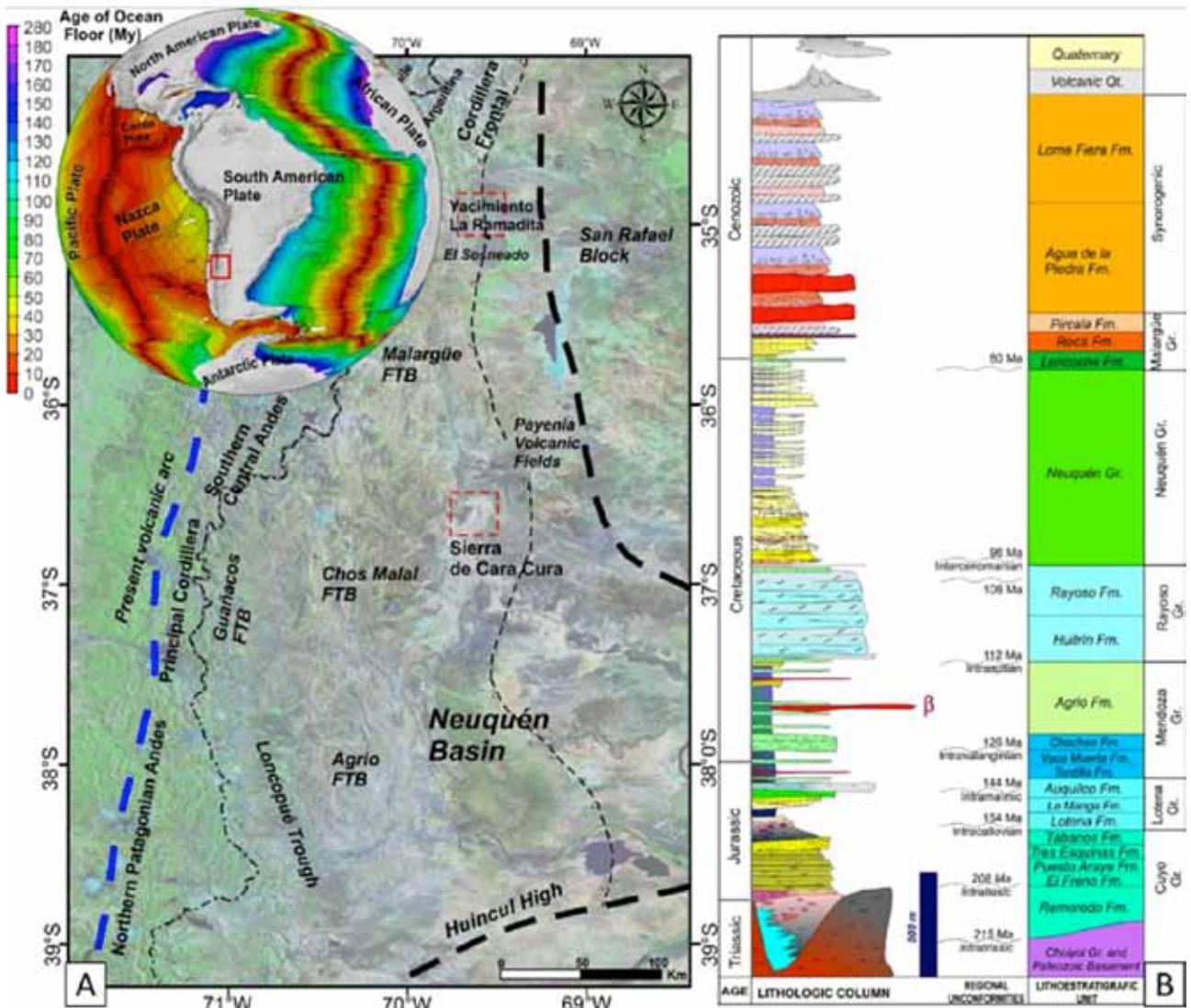


Figura 1. A) Ubicación de las áreas involucradas en este estudio en el contexto de la cuenca neuquina: el yacimiento La Ramadita y los afloramientos de la Formación Huitrín de la sierra de Cara Cura. B) Columna sedimentaria del área (modificada de Brisson y Veiga, 1999).

samiento que transfieren el acortamiento a la cobertura sedimentaria meso-cenozoica (Kozłowski *et al.*, 1993; Mancada y Figueroa, 1995; Giambiagi *et al.*, 2008b; Roja Vera *et al.*, 2015; Fuentes *et al.*, 2016; Bechis *et al.*, 2020).

La columna estratigráfica para esta zona se compone de una secuencia de aproximadamente 2500 m de sedimentos triásicos a cenozoicos, con presencia de rocas volcánicas y un basamento prejurásico (Figura 1B). Los niveles reservorio de hidrocarburos corresponden a los grupos Neuquén, Rayoso y Malargüe. El foco de este trabajo es la Formación Huitrín, parte del Gr. Rayoso, que representa una plataforma marina marginal somera con aporte terrígeno. La misma se encuentra dividida en dos miembros: Chorreado y La Tosca (Groeber, 1946; Legarreta, 1985; Legarreta *et al.*, 1993). El primero de ellos se compone de una alternancia de niveles de conglomerados basales, areniscas y arcillas con cementos principalmente calcáreos. El Mb. La Tosca, por su parte, corresponde a calizas naturalmente fracturadas, ocasionalmente oolíticas que presentan impregnación de hidrocarburos.

nalmente oolíticas que presentan impregnación de hidrocarburos.

Más específicamente, el yacimiento La Ramadita se encuentra 15 km al NE de la localidad de El Sosneado, en el departamento de San Rafael, dentro del Bloque Loma de la Mina (34° S, 69° O, Figuras 1A y 2). Esta posición es cercana al límite de oriental de la cuenca neuquina en donde la Formación Huitrín presenta facies que corresponden a una situación de margen de la plataforma carbonática. En esta zona, los depósitos de *rift* que pertenecen al depocentro Atuel son incorporados a la FPCM como consecuencia de la inversión de la falla maestra La Manga, hace 10.5-9 Ma aproximadamente, durante la orogenia andina (Giambiagi *et al.*, 2008a). La deformación, en este caso de piel fina, involucra el desarrollo de los corrimientos Mesón y Sosneado. El objetivo productivo en este yacimiento se ubica en un sistema de fallas que se desarrollan por debajo del corrimiento El Sosneado (Figuras 3 y 4) y forman anticlinales de 200 m de lon-

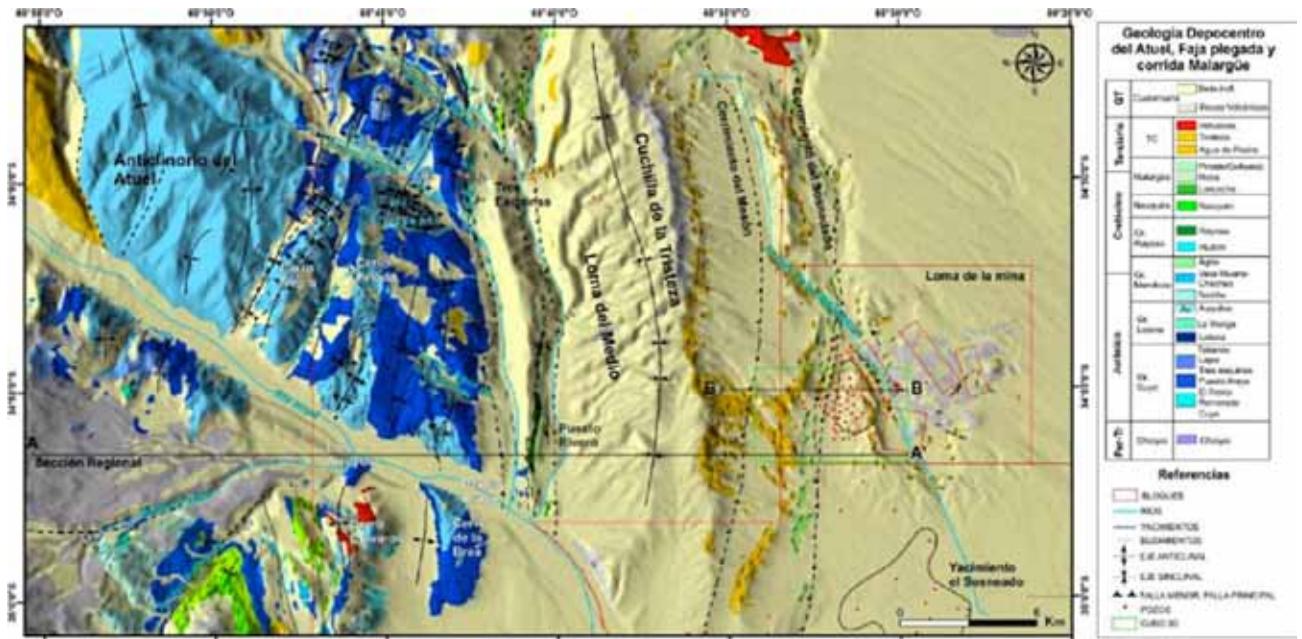


Figura 2. Mapa geológico regional sobreimpuesto a modelo de elevación construido para el proyecto de La Ramadita. A-A' representa la localización del corte estructural regional de la figura 3. B-B' representa la localización de la sección sísmica de la figura 4.

gitud de onda en la Formación Huitrín y el Gr. Mendoza. Estas estructuras fueron identificadas como un sistema de duplex que, junto a la deformación previa, podrían ser los responsables de los sistemas de fracturas naturales en el Mb. La Tosca de la Formación Huitrín.

Por otra parte, la Sierra de Cara Cura se localiza en el sector sur de la provincia de Mendoza (Figura 1A), 200 km al sur del bloque Loma de la Mina. En este caso, el depocentro involucrado en la deformación es el de Cara Cura, que se localiza a la misma longitud que el depo-

centro del Atuel (para la ubicación de los depocentros ver los trabajos de Giambiagi *et al.*, 2008b; y Bechis *et al.*, 2014). En esta posición la Formación Huitrín se compone de facies de plataforma marginal con características y espesores equivalentes a los observados en los perfiles de pozos del yacimiento La Ramadita. La sierra de Cara Cura es un anticlinal, producto de una estructura de piel gruesa, formada por dos fallas de basamento con vergencia oeste, que exponen el basamento de la cuenca neuquina y presentan sobre su limbo dorsal estructuras

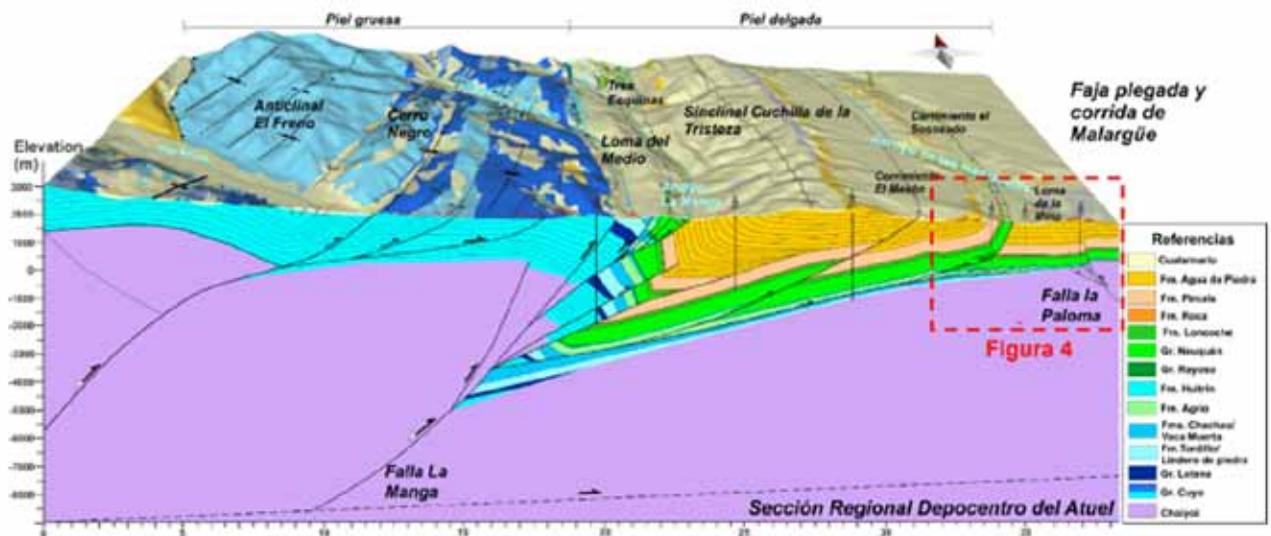


Figura 3. Sección regional O-E con mapa de geología de superficie. El recuadro rojo se corresponde a la ubicación de la figura 4. Hacia el oeste del arroyo La Manga, se desarrolla el segmento de piel gruesa de la faja plegada donde afloran las secuencias del Jurásico inferior. Hacia el este del arroyo de La Manga, se desarrolla el segmento de piel delgada donde se reconocen el sinclinal Cuchilla de la Tristeza (integrado por depósitos sinorogénicos Miocenos) y las estructuras del Mesón y el Sosneado.

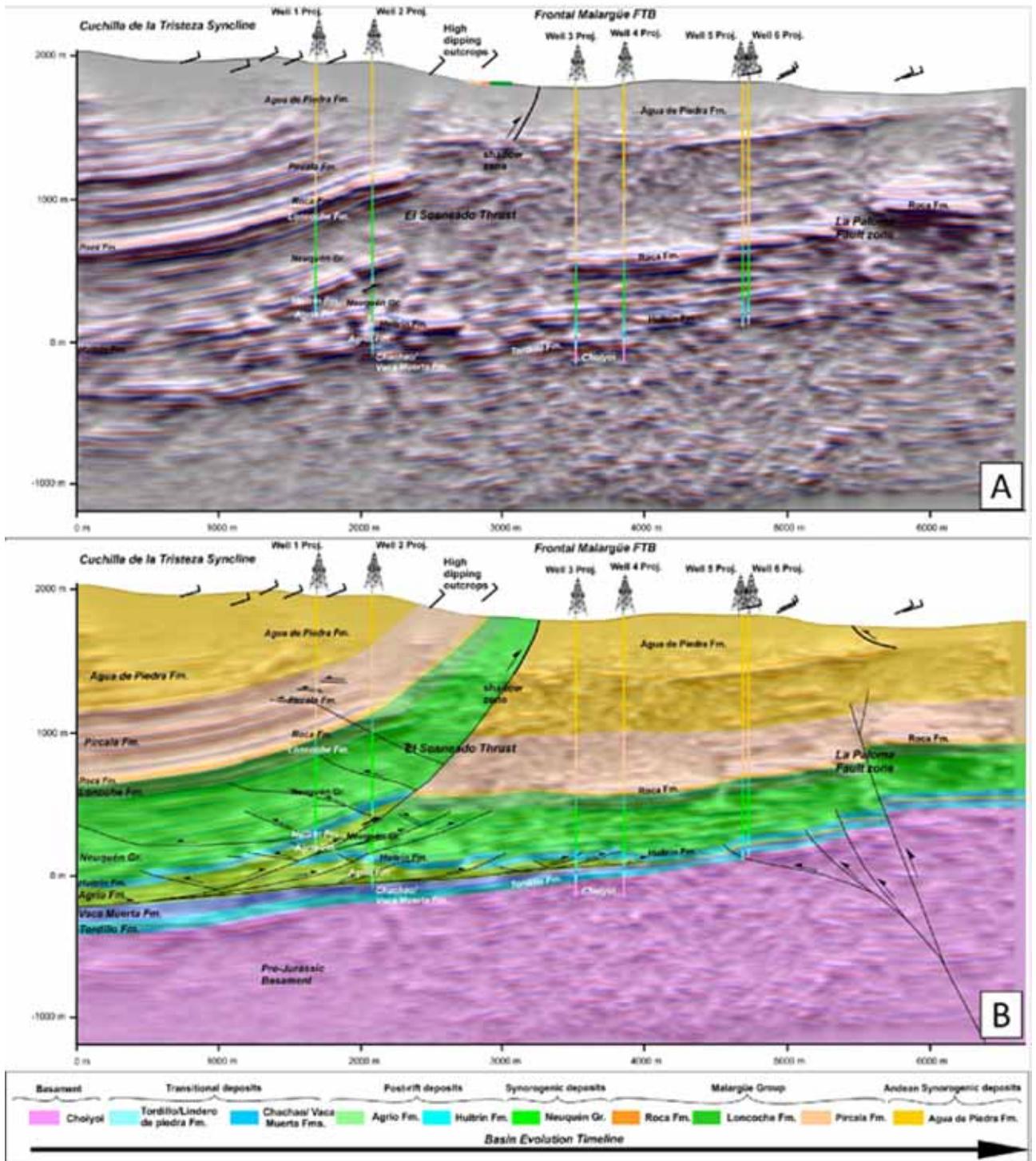


Figura 4. Sección de sísmica O-E, de amplitud PSDM, con atributo TecVa. Incluye datos de pozos del yacimiento La Ramadita y geología de superficie. A) Sin interpretación. B) Con interpretación estructural (ver ubicación en figuras. 2 y 3). En estas figuras puede observarse la deformación de piel fina con vergencia este en el sector occidental, y la deformación de piel gruesa con vergencia oeste en el oriental.

de piel delgada que afectan a la Formación Huitrín (López Ordines *et al.*, 2022). La disposición estratigráfica y estructural de la Formación Huitrín en la sierra de Cara Cura hace de sus afloramientos un buen análogo de superficie para caracterizar los sistemas de fracturas naturales del yacimiento La Ramadita.

Análisis sísmico e interpretación estructural del subsuelo

Para realizar la interpretación estructural del subsuelo se trabajó integrando datos de geología de superficie, pozos y sísmica 3D de la zona de estudio norte, corres-

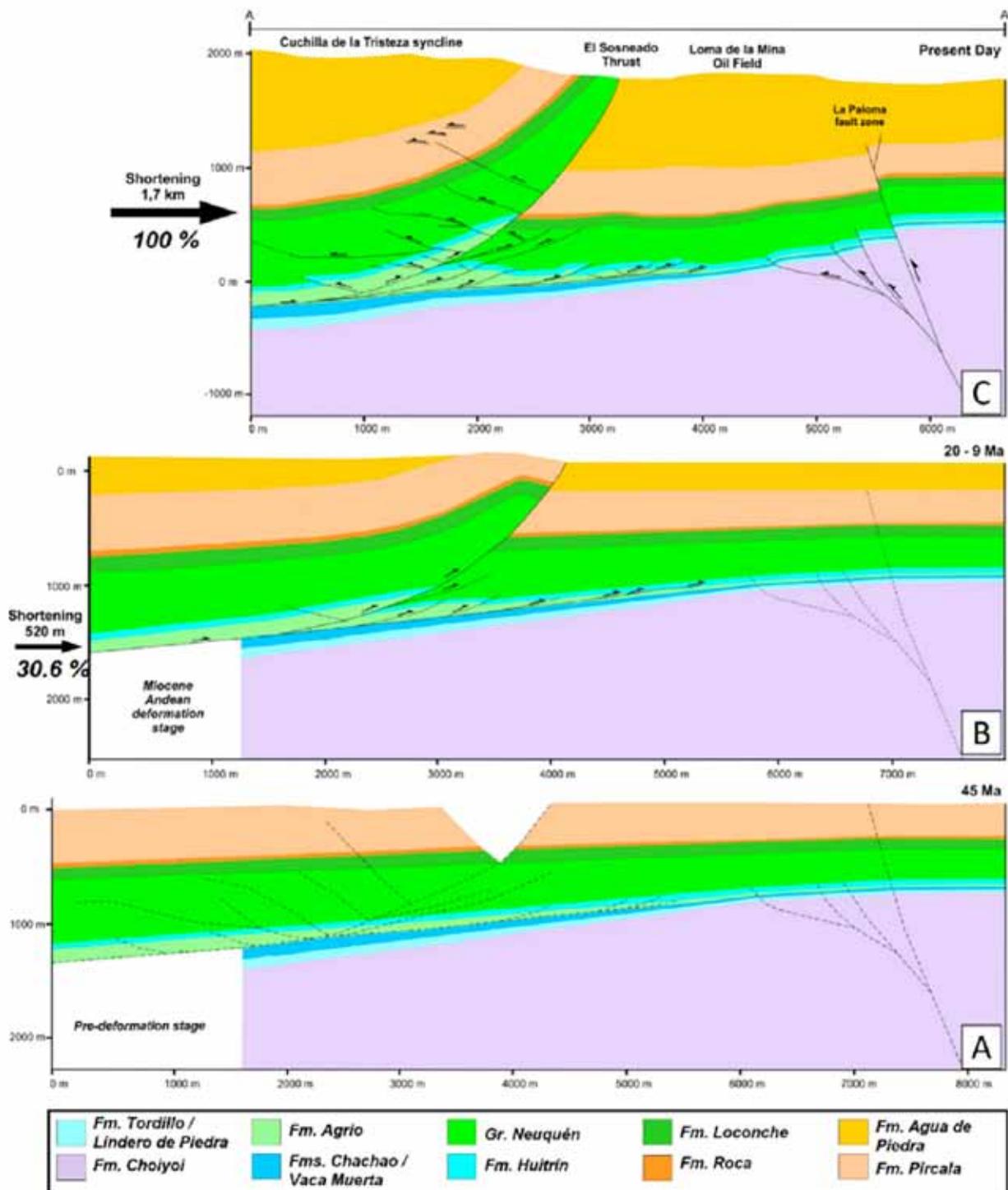


Figura 5. Restauración cinemática esquemática de la sección sísmica interpretada. A) Etapa previa a la deformación hace 45 Ma. B) Acortamiento del Mioceno temprano-medio con el desarrollo del corrimiento El Sosneado. C) Estado final, Mioceno tardío, con importante desplazamiento en el corrimiento de El Sosneado y activación de falla de La Paloma que involucra el basamento.

pendiente al yacimiento La Ramadita (Figura 3). Las mediciones de espesores e inclinaciones de las formaciones, en conjunto con la divergencia de reflectores sísmicos en las zonas de los pozos 1 y 2, permiten la identificación de dos estructuras de vergencia opuesta: en el sector oeste se encuentra el corrimiento El Sosneado, con vergencia

este y deformación de piel fina; mientras que en el sector este se interpreta una falla de alto ángulo que involucra basamento, llamada La Paloma con vergencia hacia el oeste (López Ordines *et al.*, 2022) (Figuras 3 y 4).

En el bloque alto del corrimiento El Sosneado se observan pequeños rechazos en la Formación Huitrín que

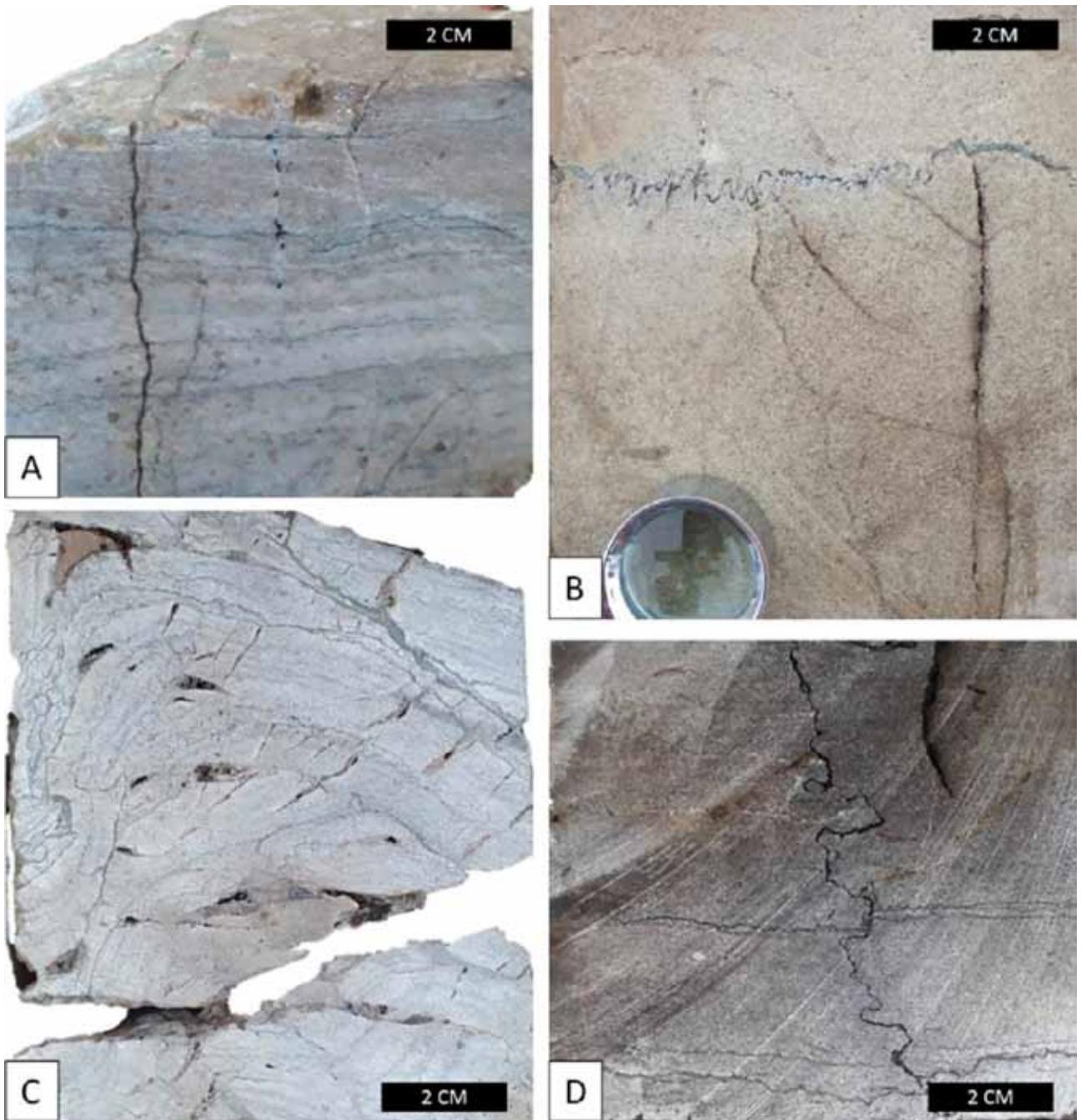


Figura 6. Ejemplos de fracturas naturales observadas en coronas del yacimiento La Ramadita. A) Fractura natural rellena con hidrocarburo. B) Estilolita horizontal. C) Pliegue de pequeña escala en niveles carbonáticos, con fracturas con porosidad asociadas. D) Estilolita vertical.

son interpretados como una serie de retrocorrimientos. En cambio, en el bloque bajo, los reflectores correspondientes a las fms. Huitrín y Agrio presentan un leve plegamiento, con longitudes de onda cercanos a los 200 m, que representan la transferencia de deformación sobre el despegue ubicado en el tope de la Formación Vaca Muerta hacia el este.

Con el objetivo de validar esta interpretación se realizó la restauración estructural de la sección sísmica de la figura 4 mediante deslizamiento por flexión de falla en tres pasos que ilustran la deformación y el acortamiento

durante la evolución del área. En la figura 5, de abajo hacia arriba pueden observarse: A) Etapa previa a la deformación concomitante con la depositación del Gr. Margüe, hace 45 Ma; B) Acortamiento durante el Mioceno temprano-medio, acorde a datos de termocronología informados en el anticlinal de Cuchilla de la Tristeza al oeste (Bande *et al.*, 2020). Este evento desencadenó el desarrollo del corrimiento El Sosneado a través del despegue en la base de la Formación Agrio y formando un pliegue de propagación de falla. El acortamiento en este período para el tramo estudiado es de unos 0,5 km (30,6%);

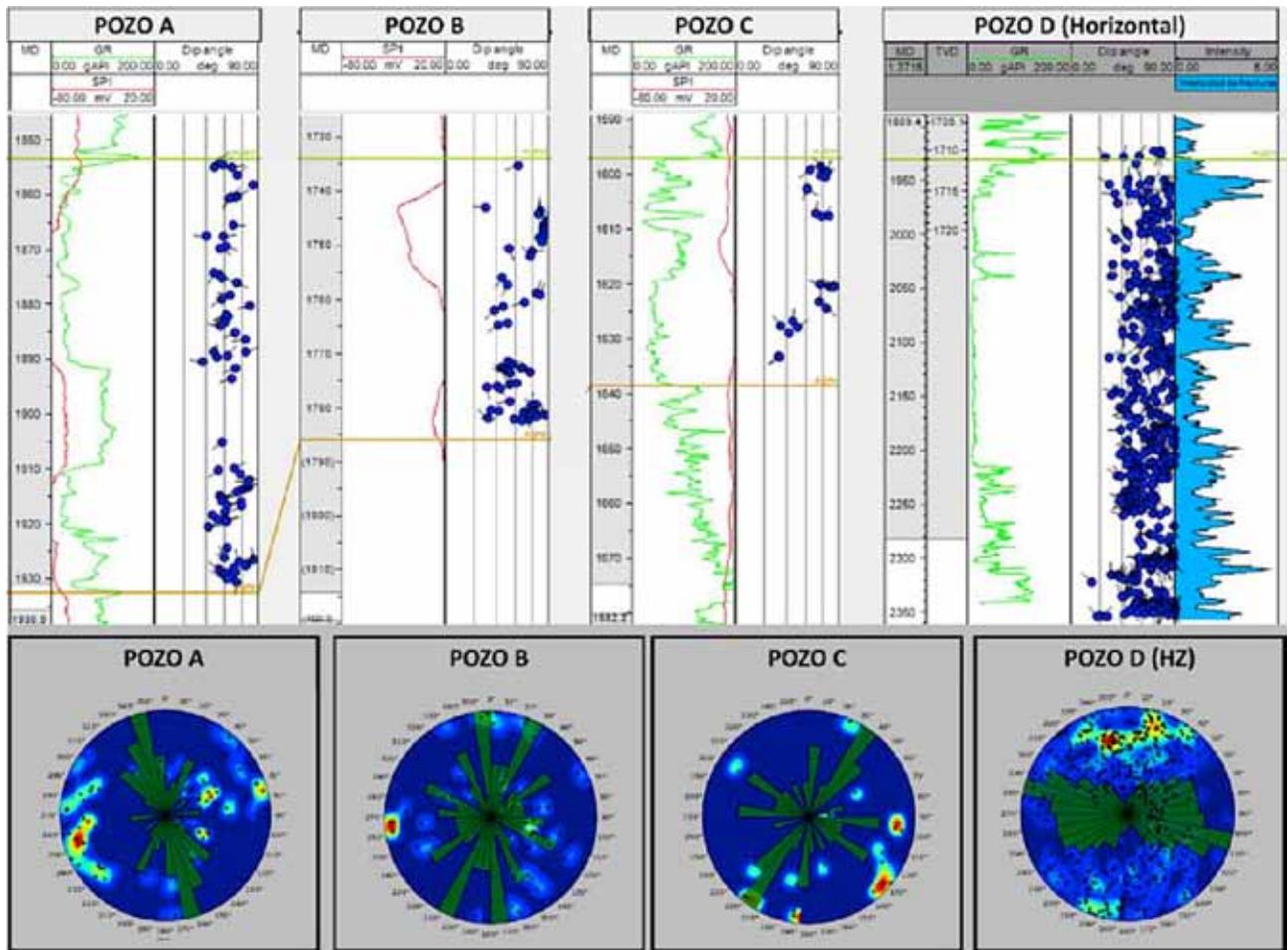


Figura 7. Arriba: datos de fracturas naturales observadas en registros de imagen de pozos verticales y horizontales. Abajo: proyecciones estereográficas de rumbo de los sets de fracturas de cada pozo con remoción de la componente estructural local.

C) Estadio final, corresponde al Mioceno tardío con base en los datos termocronológicos que indican que el segmento frontal oriental del FPCM fue exhumado durante este tiempo (Bande *et al.*, 2020). En el área de estudio, este evento produce un importante desplazamiento en el corrimiento El Sosneado, con desarrollo de retrocorrimientos en el bloque alto y una serie de corrimientos y pliegues menores en el bloque bajo, como consecuencia de la transferencia de acortamiento hacia el este. En el transcurso de este período la zona de falla de La Paloma se activa e involucra al basamento en la deformación. La deformación de piel gruesa asociada a esta zona de falla se desarrolló desde los 9 Ma y continúa hasta el presente. El acortamiento mínimo estimado para la sección es de 1,7 km (100%), aunque se trata de una aproximación dado que la columna estratigráfica mesozoica y neógena se encuentra erosionada (López Ordines *et al.*, 2022).

Análisis de datos de fracturas naturales observadas en subsuelo

En una primera instancia se realizó el relevamiento y análisis de la información de subsuelo disponible en el yacimiento La Ramadita, donde se encontró evidencia

de la existencia de un sistema de fracturas naturales en datos de testigos corona e imágenes de pozo. En lo que respecta a testigos corona, solo fueron extraídos en dos sondeos del yacimiento. Estos presentan una litología compuesta principalmente por calizas tipo grainstones con intercalaciones de tipo *mudstone* y en ellos se observa porosidad tanto en la matriz como en las fracturas naturales, en ambos casos con abundantes rastros de hidrocarburos (Figura 6). Además, se identificaron estilolitas verticales y horizontales y, con menor frecuencia, bandas de deformación y diques clásticos. Debido a que no es posible orientar estos testigos, solo se midieron magnitudes de buzamiento de entre 50 y 70 grados.

En cuanto a las imágenes de pozo, en el yacimiento La Ramadita se tomaron seis registros en la Formación Huitrín, dos de los cuales no disponen de datos suficientes para ser considerados representativos, mientras que en los cuatro restantes se pudieron identificar diferentes conjuntos de fracturas naturales. Los pozos A, B y C son verticales y muestran la estratigrafía mecánica interna de la Formación Huitrín, ya que existe mayor intensidad de fracturas en calizas que en lutitas. En estos pozos puede observarse la presencia de *sets* de fracturas NO-SE, N-S y NE-SO, todas ellos casi verticales. Dada la coincidencia entre la verticalidad del pozo y la inclinación de los *sets*

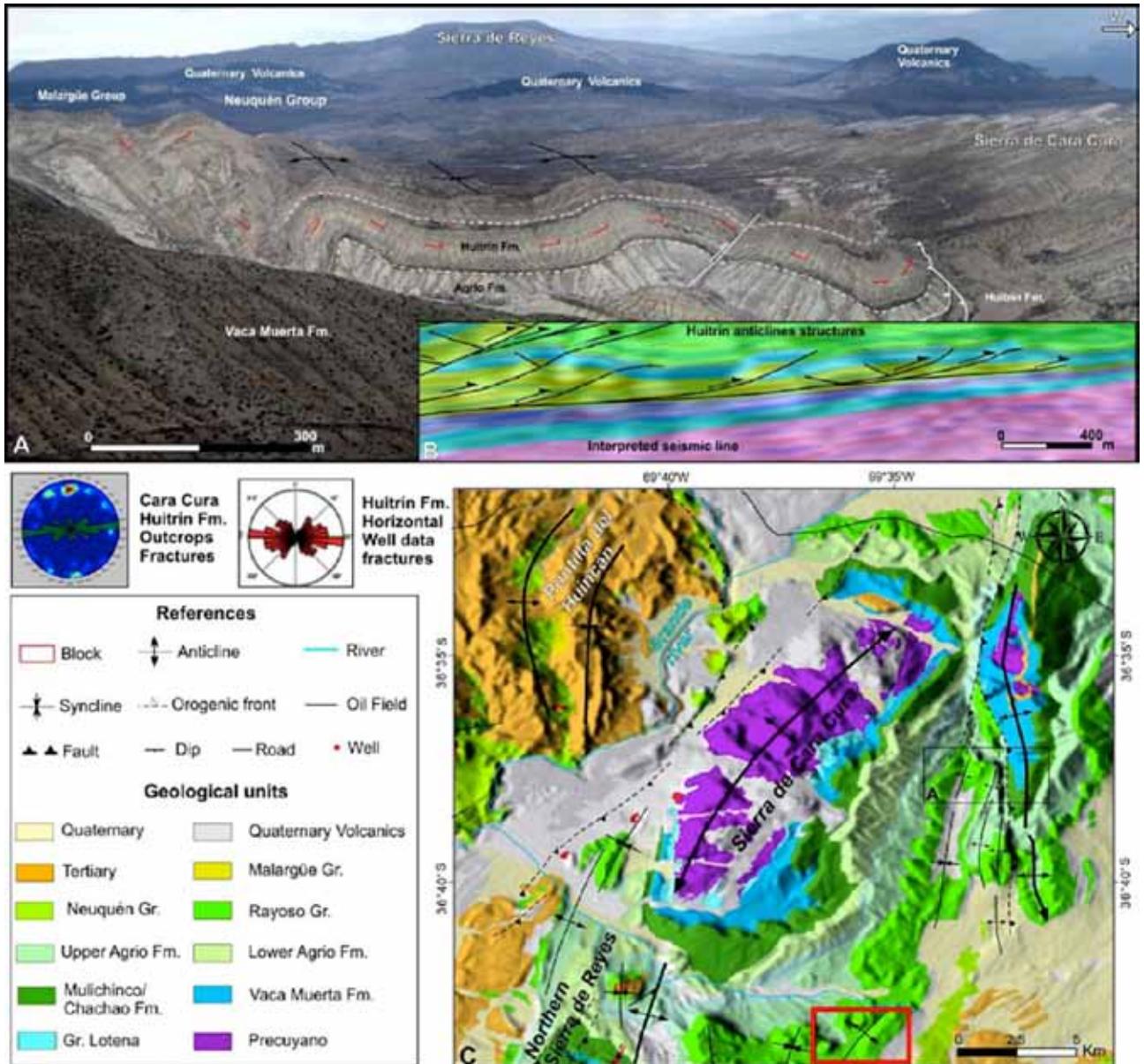


Figura 8. A) Vista sur de la sierra de Cara Cura donde se pueden ver los pliegues análogos a los observados en el yacimiento La Ramadita para la fm. Huitrín. B) Pliegues interpretados en sísmica para el yacimiento La Ramadita. C) Mapa geológico de la sierra de Cara Cura, en el recuadro rojo se indica la zona donde se realizaron los *scanlines* y el mapeo general. En las rosetas se observan las direcciones de las fracturas del afloramiento en la sierra de Cara Cura (izquierda) y del pozo horizontal del yacimiento La Ramadita (derecha).

de fracturas, la intensidad observada sería menor que la real. Por otro lado, el Pozo D es horizontal, y refleja la intensidad del conjunto de fracturas de orientación E-O, perpendiculares a la trayectoria de este. La intensidad de las fracturas observadas para este conjunto está entre 1 y 3 por metro (Figura 7).

Dado que los pozos se ubican en distintas posiciones respecto de la estructura, es posible reconocer en ellos una marcada variabilidad en términos de orientación de las fracturas (Figura 7). Esto se relaciona con la diferencia en el contexto estructural local donde se ubica cada pozo. Por esa razón, el análisis de un afloramiento análogo tiene un gran impacto en la comprensión de la distribución 3D y la variabilidad del sistema de fracturas.

Trabajo de campo

La necesidad de construir un modelo conceptual de las fracturas naturales en el subsuelo para la Formación Huitrín condujo a la propuesta de obtener datos de un afloramiento análogo. A partir del análisis de afloramientos disponibles de la Formación Huitrín y su estructura, se seleccionó la sierra de Cara Cura como análogo apropiado de superficie (Figura 1).

Durante el reconocimiento de superficie se identificaron dos afloramientos de la Formación Huitrín sobre el limbo dorsal del anticlinal que genera la sierra, hacia el hundimiento sur de la estructura (Figura 8). En este sector, la Formación Huitrín se apoya sobre las pelitas de la Forma-

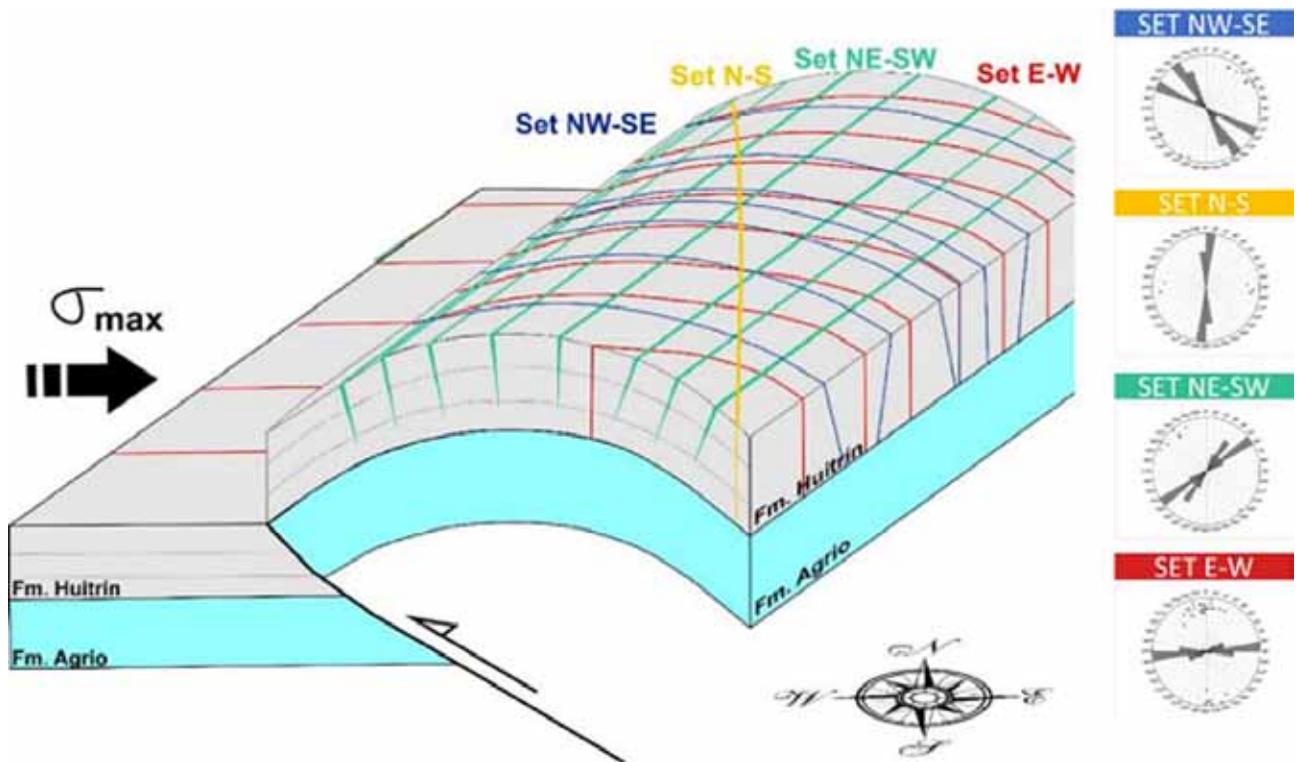


Figura 9. Block diagrama de los sets de fracturas naturales observados en el afloramiento. Proyecciones estereográficas de rumbo de cada set medido. Los datos proyectados están restaurados a la horizontal.

ción Agrío y está conformada de base a techo por un nivel de yeso estratificado basal llamado “Yeso de Transición”, por encima un nivel de areniscas con canales amalgamados pertenecientes al Mb. Troncoso, luego otro nivel de yeso estratificado y, coronando esta secuencia, las calizas que pertenecen al Mb. La Tosca. A su vez, para la Formación Huitrín se reconoce una estructuración de menor escala en forma de anticlinales de pequeña longitud de onda, análogo a lo observado en la sísmica de subsuelo del yacimiento La Ramadita (Figura 8A).

La identificación de fracturas naturales se realizó para el Mb. La Tosca, en el que se observaron tres *sets* de fracturas principales: NE-SO, NO-SE y E-O y un cuarto *set* subordinado N-S, todas ellas perpendiculares a subperpendiculares respecto de la estratificación (Figura 9). Debido a la meteorización del afloramiento, la identificación de los cementos fue compleja. En los casos en que podía observarse, se trataba de un relleno calcáreo, con aperturas de entre 2 y 4 mm, generalmente con texturas “diente de perro” indicando un modo de apertura principalmente tensional. En las fracturas se observó una importante porosidad visual, que alcanzó estimaciones de 50% en algunos casos (Figura 10).

Con el objetivo de recolectar una cantidad de datos con significado estadístico, se realizaron tres *scanlines*, perpendiculares a los principales *sets* observados en el campo (Ukar *et al.*, 2019; López *et al.*, 2022). En ellos se detalló información de las fracturas observadas: espaciamiento, longitud, apertura cinemática, tipo de relleno y características de sus terminaciones. Además, se realizó un mapeo general de un área más extensa registrando las fracturas con cementación con el fin de obtener una estimación de la porosidad de fractura. Posteriormente,

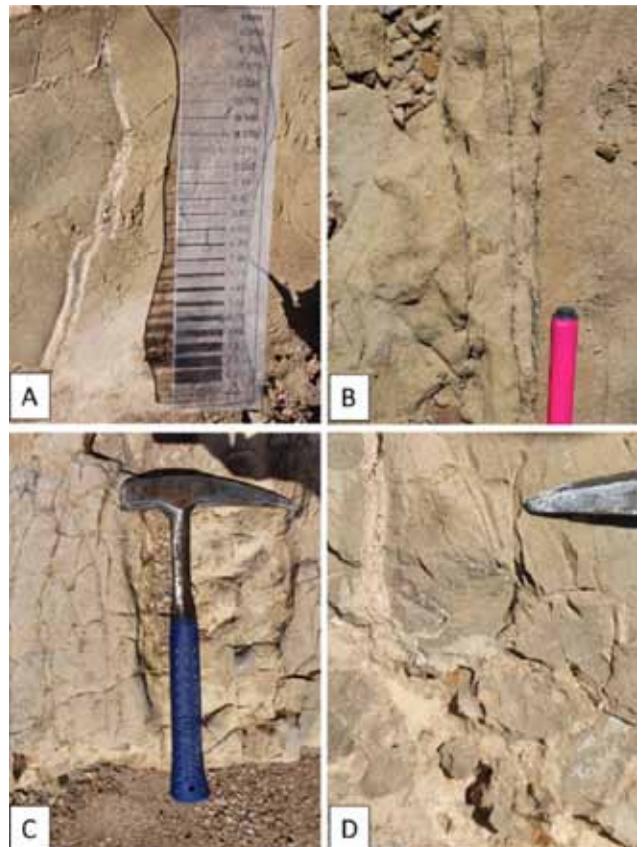


Figura 10. Ejemplos de fracturas naturales observadas en los afloramientos analizados. A) Fractura rellena por cemento calcítico con evidencia de desplazamiento por cizalla. B) Fracturas con apertura cinemática variable. C) Fracturas con relleno calcítico con textura mosaico. D) Fractura con relleno calcítico con textura “diente de perro”.

SCANLINE	1	2	3
AFLORAMIENTO	Norte	Norte	Sur
ORIENTACIÓN CAPA (RBZ)	56°/8"	56°/8"	247°/31"
DIRECCIÓN SCANLINE (RBZ)	313°	45°	0°
LONGITUD SCANLINE (m)	17	13	13.2
SET DE FRACTURAS MEDIDO	NE-SO	NO-SE	E-O
LARGO PROMEDIO DE FRACTURAS (m)	0.47	0.31	0.17
FRACTURAS MEDIDAS	102	106	41
FRACTURAS POR METRO	6.6	8.1	3.4
ESPACIAMIENTO (m)	0.15	0.12	0.30
APERTURA CINEMÁTICA (mm)	1.30	0.67	1.35
APRECiación DE RELLENO (%)	90	78	90

Figura 11. Resumen de datos obtenidos de los *scanlines*.

se tomaron muestras orientadas de los principales *sets* de fracturas naturales para analizar en laboratorio.

Análisis de datos de *scanlines*

En la figura 11 se muestra el análisis realizado sobre los datos medidos en las *scanlines*. Es importante notar que para los *sets* NE-SO (*scanline* 1) y NO-SE (*scanline* 2) se midieron alrededor de 100 fracturas, respectivamente, mientras que para el *set* E-O (*scanline* 3) solo se alcanzó a relevar 40 fracturas. A su vez, el *set* E-O fue registrado en el afloramiento sur, el cual presentaba un grado de meteorización más avanzado que el afloramiento norte. Estos factores hacen que los datos del *scanline* 3 tengan un menor grado de representatividad estadística.

En cuanto a la cantidad de fracturas por metro, los *sets* NE-SO y NO-SE presentan valores similares de 7 y 8, respectivamente; mientras que para el *set* E-O se observa un espaciamiento mayor, con un promedio de 3 fracturas por metro. Los largos promedio de las fracturas son inferiores a los 50 cm para los tres *sets*; sin embargo, en el afloramiento se observó que algunas fracturas individuales eran parte de un conjunto de fracturas que establecen lineamientos a través del afloramiento completo.

Otros datos relevados en las *scanlines* son los referentes a las características de las terminaciones de las fracturas, ya que su análisis puede indicar el orden cronológico de generación de los *sets*. En este caso, para los *sets* NE-SO y NO-SE se observaron relaciones de corte mutuas, lo cual indica que son contemporáneos. En cambio, el *set* E-O se trunca mayormente contra los otros dos, indicando que es posterior. Este dato es acorde con la menor longitud descripta para este *set*. En cuanto al valor de apertura cinemática promedio para cada *set*, la representatividad es baja, ya que eran pocas las fracturas que preservaban el cemento en los pavimentos en que se realizaron las *scanlines*. En función de esta particularidad es que se decidió realizar un mapeo general de fracturas para el área de estudio, que se describirá más adelante en este trabajo.

Para evaluar la distribución espacial de las fracturas naturales de cada *set*, se cargaron los datos de las *scanlines* en el software *Correlation Count* desarrollado por el FRAC (*Fracture Research and Application Consortium* de la Universidad de Texas) (Figura 12). Este programa utiliza los datos de espaciamiento de fracturas naturales medidos y los muestra en comparación con una distribución aleatoria, y rangos de confianza de 95% de esta. Así se obtiene un gráfico de la distribución espacial de las frac-

turas naturales. Cuando las mediciones exceden los límites de los rangos de confianza, se interpreta que hay una clusterización o agrupamiento de las fracturas (Marret *et al.*, 2017), es decir que su distribución muestra sectores de mayor concentración de fracturas, espaciados por otros con menor presencia de ellas. En los gráficos de los *sets* NE-SO y NO-SE se detecta la posibilidad de un agrupamiento de fracturas, que abarca un ancho de entre 3 y 10 cm (Figura 12).

Análisis de mapeo general

Debido a la intensa meteorización observada en los afloramientos, especialmente en los pavimentos de mayor extensión donde se realizaron los *scanlines*, se decidió realizar un mapeo general que registre únicamente las fracturas con cemento. Esta tarea tuvo como objetivo la obtención de datos sobre la apertura cinemática de las fracturas y la cantidad de relleno *versus* la porosidad que se podía observar en ellas. Considerando que cuanto más pequeña sea la apertura cinemática de una fractura, más obliterada se encontrará, las mediciones realizadas

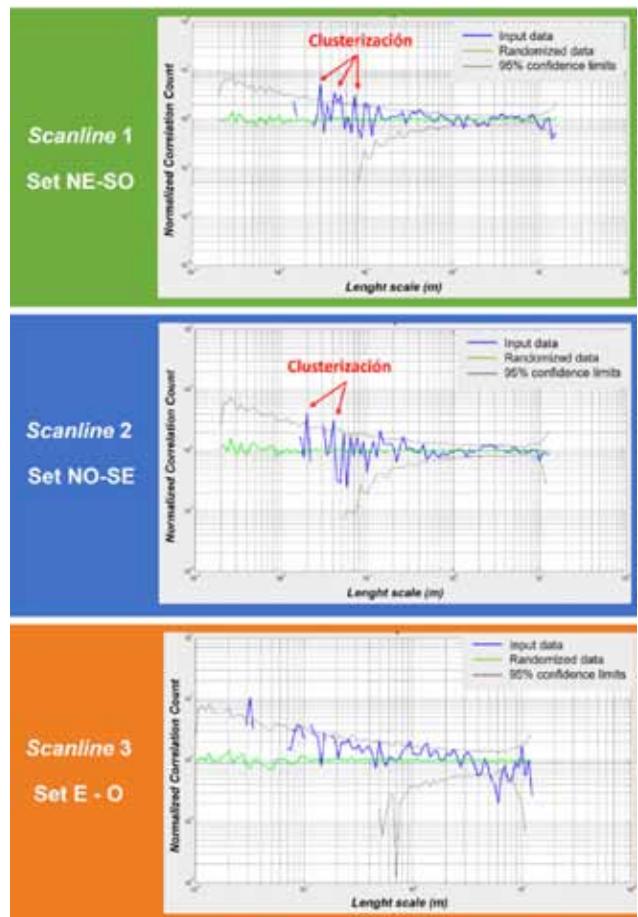


Figura 12. Análisis de distribución espacial de fracturas naturales para cada *set* identificado, con el método NCC para observar la posible clusterización de fracturas. La línea azul corresponde a los datos de espaciamiento de fracturas naturales medidos, la verde a una distribución aleatoria de los mismos, y las grises a los rangos de confianza de 95% de la aleatoria. La posible clusterización de fracturas es señalada en rojo.

durante el mapeo se focalizaron en fracturas con aperturas cinemáticas mayores a 1 mm. Razón por la cual los datos obtenidos poseen un sesgo específico que intenta captar solo las fracturas relevantes en la porosidad de un reservorio.

Según estos datos, el set con mayor ocurrencia es el E-O, las fracturas más largas son del set NE-SO, las aperturas cinemáticas son de alrededor de los 2 mm, siendo el set de mayor apertura el NO-SE y, a su vez, es este mismo set el que presenta una mayor porosidad visual.

SET DE FRACTURAS	NE-SO	NO-SE	E-O	N-S
FRACTURAS MEDIDAS	9	14	31	6
LARGO (m)	0.29	0.26	0.21	0.19
APERTURA CINEMÁTICA (mm)	1.70	2.29	1.81	1.28
APRECIACIÓN DE RELLENO (%)	97	88	95	97

Figura 13. Resumen de datos del mapeo general.

En este sentido, es importante observar que todos los sets de fracturas presentan tanto fracturas rellenas al 100% como otras con cierto grado de porosidad (Figura 13).

A su vez, durante la toma de datos de este mapeo general, se adquirieron nueve muestras orientadas, consideradas representativas para complementar el análisis estadístico. Las muestras fueron estudiadas por el laboratorio LCV S.A. (Valdez, 2020), donde se realizaron cortes delgados para la caracterización petrográfica y de microscopía de electrónica de barrido (MEB-EDS). En estos cortes se efectuaron observaciones sobre el crecimiento de los cristales, la presencia de porosidad y la secuencia temporal de los eventos de deformación. En general, las muestras presentan roca de caja carbonática con presencia de porosidad secundaria otorgada por las fracturas naturales y en algunos casos también de tipo intercris-

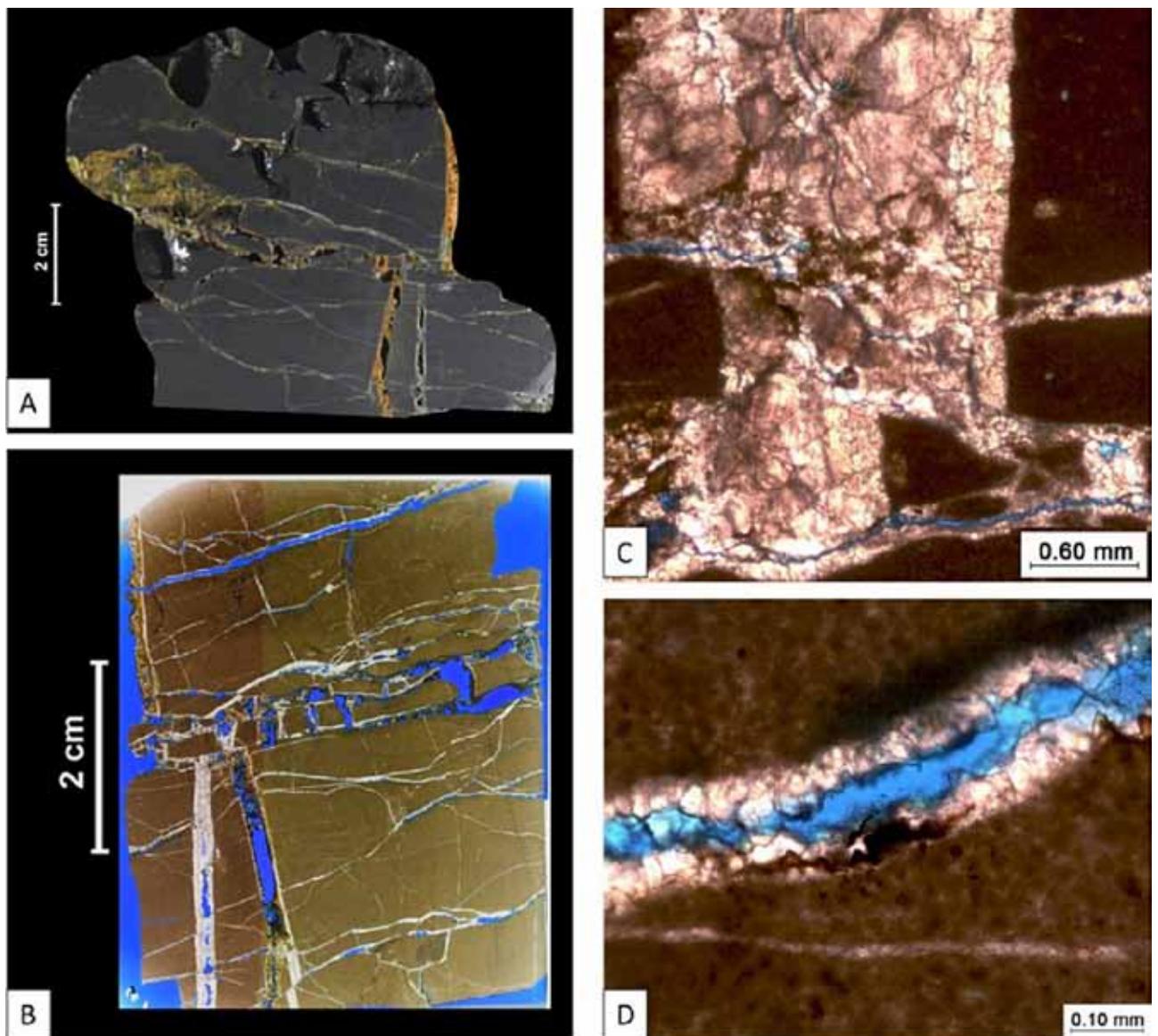


Figura 14. A) Muestra mesoscópica extraída del campo. B) Corte delgado sobredimensionado donde se observan los distintos sets de fracturas naturales presentes y las relaciones de corte entre ellos. C) Detalle de los cementos con textura mosaico y el efecto cizalla de las fracturas horizontales. D) Porosidad medida en fracturas (apertura hidráulica).

SCANLINES	FRACTURAS POR METRO SET NE-SO	6.6
	FRACTURAS POR METRO SET NO-SE	8.1
	FRACTURAS POR METRO SET E-O	3.4
	FRACTURAS POR METRO SET N-S *	2
	SUMATORIA INTENSIDAD POR METRO	20.1
MAPEO GENERAL	APERTURA CINEMÁTICA (mm)	1.85
	APRECIACIÓN DE RELLENO (%)	94%

Figura 15. Datos promedio extraídos de los *scanlines* y del mapeo general.

*Para el set N-S el valor es aproximado según apreciación en campo, este set no fue medido por ser subordinado a los otros.

talina, móldica e intracemento. Los principales procesos diagenéticos observados incluyen compactación inicial, recristalización de la matriz, microfracturas, disolución (estilolitas) y óxidos, en el orden mencionado.

La mayoría de las fracturas naturales observadas en las muestras a escala mesoscópica presentan rellenos de calcita con cristales euhedrales en mosaico que indican una cinemática tensional en su generación. Previo a este relleno, en ocasiones pueden observarse al microscopio, sobre la pared de la fractura, cristales criptocristalinos de un evento de cementación previa. En ellas también se observan importantes aperturas hidráulicas. En las observaciones petrográficas se encontraron varios sistemas de microfracturas, algunas con iguales características que las mesoscópicas (Figura 14). También se identificaron estilolitas verticales producto de la compresión horizontal. En lo concerniente al análisis puntual de rellenos realizado en MEB-EDS, se observan leves cambios composicionales en los cristales lo que indica la posibilidad de una textura de tipo *Crack and Seal*, evidencia de que la fractura se mantuvo abierta durante varias etapas de cementación.

Es de destacar que fue en las muestras de campo, tanto a escala meso como microscópica, donde se pudo detectar la presencia de fracturas naturales horizontales con relleno calcítico y porosidad. Desde el punto de vista genético, se las puede interpretar como posteriores a las fracturas verticales, dado que las desplazan. Por otro lado, su presencia y porosidad tienen la capacidad para generar conectividad entre los sistemas de fracturas verticales mejorando así su potencial comportamiento como reservorio.

Estimación volumétrica del sistema de fracturas naturales

Con el objetivo de caracterizar el efecto del sistema fracturado en el espacio, se realizó la estimación del volumen que ocupan las fracturas naturales y de la porosidad que aportan. Los datos utilizados para este análisis son tanto de las *scanlines* como del mapeo general, considerando en cada caso cuál de los métodos describía mejor cada dato (Figura 15).

De estos cálculos se desprende que el sistema de fracturas naturales representa un 4% del volumen total de

roca, indicando una dilatación del sistema como resultado de la deformación. En cuanto a la porosidad que aportan las fracturas al volumen total, el valor es del 0,23% (Figura 16).

P10	Intensidad de fracturas por metro lineal	20
P21	Largo de las fracturas por área. Considerando área unitaria	20
P32	Área de fracturas por unidad de volumen (Las fracturas abarcan todo el banco).	20
Apertura cinemática	Promedio apertura cinemática mapeo general (m)	0.00185
P33	Volumen de fracturas por unidad de volumen (Apertura cinemática * P32).	4%
Porosidad de fracturas	Aporte al volumen de roca total	0.23%

Figura 16. Estimación volumétrica del sistema de fracturas naturales. Intensidad de fracturas según Dershowitz y Herda (1992).

Conclusiones

La disposición estratigráfica y estructural de la Formación Huitrín en la sierra de Cara Cura es equivalente a la presente en el yacimiento La Ramadita. Respecto de las facies descritas para cada sector, ambas corresponden a depósitos de plataforma carbonática marginal y presentan espesores similares (observaciones de afloramiento y de perfiles eléctricos de pozos del yacimiento). Paralelamente, ambas zonas comparten la misma historia tectónica en la que los esfuerzos compresivos regionales son responsables de la formación de la faja plegada y corrida. Esta analogía se encuentra reforzada por la similitud observada en las fracturas descritas en ambas zonas, especialmente en lo que respecta a la orientación e inclinación de los *sets* de fracturas, y permite extrapolar los datos del afloramiento para la caracterización del sistema de fracturas naturales en el yacimiento. En este sentido, la metodología aplicada para el estudio del afloramiento sirve para conceptualizar la génesis, distribución espacial y evolución temporal de la deformación.

Los estudios descritos en este trabajo permitieron conceptualizar el sistema de fracturas naturales para el Mb. La Tosca de la Formación Huitrín en un contexto estructural complejo. En la interpretación estructural del subsuelo se pueden delinear una serie de corrimientos menores al pie del corrimiento El Sosneado, con el desarrollo de pliegues de baja amplitud que involucra la Formación Huitrín. Una situación análoga ocurre en la sierra de Cara Cura, cuyos afloramientos constituyen un excelente análogo superficial para mejorar la comprensión de aquellas estructuras que se encuentran soterradas en otras posiciones de la cuenca.

Los datos del yacimiento La Ramadita indican la presencia de un sistema de fracturas principalmente verticales, con *sets* en un amplio rango de orientaciones y con porosidad llena de calcita e hidrocarburos. Debido a la distribución puntual de estos datos, resultó fundamental el estudio de un afloramiento análogo para mejorar así la comprensión del sistema de fracturas, especialmente de su distribución espacial.

El estudio del afloramiento de la Formación Huitrín en sierra de Cara Cura permitió la relevar las siguientes características principales de las fracturas naturales: orientación, relación con la estratificación, tipos de relleno, texturas, porosidad, longitud y distribución en *clusters*.

Además, las observaciones petrográficas de muestras de afloramiento ayudaron a visualizar los diferentes eventos de cementación, las relaciones de corte entre los distintos *sets*, e incluso mostraron un sistema de fracturas naturales paralelas a la estratificación con cemento de calcita y desplazamiento por cortante de los conjuntos verticales que no se había visualizado en el afloramiento. Estas características indican que las fracturas naturales son de origen tectónico, posiblemente con una primera etapa de deformación previa al plegamiento, en donde se forman las distintas familias de fracturas verticales respecto de la estratificación (relaciones de corte mutuas) y una etapa posterior, en la que se generan las fracturas paralelas a la estratificación que desplazan a las anteriores.

Con base en esta analogía, se utilizaron datos de afloramientos para estimar la porosidad que aportan las fracturas al reservorio. En un futuro, el estudio de los afloramientos podría extenderse a diferentes posiciones respecto de las principales fallas y anticlinales de la sierra de Cara Cura para detectar variaciones en la red de fracturas naturales. Asimismo, el estudio de las inclusiones fluidas en los cementos podría brindar información sobre la cronología de cada evento de deformación responsable de generar fracturas naturales.

Este tipo de estudio representa una oportunidad única para el análisis del sistema fracturado y resulta imprescindible para la mejor caracterización del reservorio y de los posibles prospectos exploratorios relacionados.

Referencias bibliográficas

- Bande, A., A. Boll, F. Fuentes, B. K. Horton, and D. F. Stocli. 2020. Thermochronological constraints on the exhumation of the Malargüe fold-thrust belt, southern central Andes. En D. Kietzman y A. Folguera (ed.), Springer Earth System Sciences, *Opening and closure of the Neuquén basin in the southern Andes*.
- Bechis, F., Cristallini, E., Giambiagi, L. Yagupsky, D. L., Guzmán, C. G. y García, V.H., 2014. Transtensional tectonics induced by oblique reactivation of previous lithospheric anisotropies during the Late Triassic to Early Jurassic rifting in the Neuquén basin: insights from analog models. *Journal of Geodynamics* 79, 1-17.
- Bechis, F., Giambiagi, L. B., Tunik, M. A., Suriano, J., Lanés, S., and Mescua, J., 2020. Tectono-stratigraphic evolution of the Atuel depocenter during the Late Triassic to Early Jurassic rift stage, Neuquén basin, west-central Argentina. En: Kietzman D. Folguera, A. (Eds.), *Opening and closure of the Neuquén basin in the southern Andes*. Springer Earth System Sciences.
- Brisson, I., Veiga, R., 1999. Gira de Campo, Cuenca Neuquina. YPF. Unpublished.
- Dershowitz, W., Herda, H. 1992. Interpretation of fracture spacing and intensity. ARMA 1992.
- Fuentes, F., Horton, B. K., Starck, D. and Boll, A. 2016. Structure and tectonic evolution of hybrid thick and thin-skinned systems in the Malargüe fold-thrust belt, Neuquén basin, Argentina. *Geological Magazine*, 153, 1066-1084.
- Giambiagi, L. B., Bechis, F., García, V. H., and Clark, A. H., 2008a. Temporal and spatial relationships of thick and thin-skinned deformation: a case study from the Malargüe fold-and-thrust belt, southern Central Andes. *Tectonophysics*, 459, 123-139.
- Giambiagi, L. B., Bechis, F., Lanés, S., Tunik, M., García, V., Suriano, J., Mescua, J., 2008b. Formación y evolución triásico-jurásica del depocentro Atuel, cuenca Neuquina, provincia de Mendoza, Argentina. *Revista de la Asociación Geológica Argentina*, 63 (4), 520-533.
- Groeber, P. 1946. Observaciones geológicas a lo largo del meridiano 70°. 1 Hoja Chos Malal. Sociedad Geológica Argentina, *Revista* 1 (3), 117-208.
- Kozłowski, E., Manceda, R., Ramos, V.A., 1993. Estructura. En Ramos, V. (Ed.), *Geología y recursos naturales de Mendoza*, Relatorio. 12° Cong. Geol. Argentino y 2° Cong. Explor. Hidrocarburos, 235-256.
- Legarreta, L. 1985. Análisis estratigráfico de la Formación Huitrín (Cretácico inferior), Provincia de Mendoza. Universidad de Buenos Aires, Facultad de Ciencias Exactas y Naturales, Tesis Doctoral: 197 (inédito).
- Legarreta, L., Gulisiano, C., Uliana M. A. 1993. Las secuencias sedimentarias jurásico-cretácicas. 12° Congreso Geológico Argentino, *Relatorio* 1 (9), 87-114.
- López R., Ruiz R., Spacapan J., Hryb D., Manceda R., Santiago E., Montagna A., 2018. Por qué y cómo hacer un modelo conceptual de Fracturas Naturales. El ejemplo de la Fm Cupén Mahuida. 10° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mendoza, Argentina.
- López, R., García, M., D'Elia, L., Bilmes, A., Otalora, N., Tettamanti, M., Buchanan, G., Hryb, D., De Simone, H., Montagna, A., Corbera, R., 2022. Análisis multiescalar de fracturas naturales en afloramiento y su utilización como análogo en la construcción del modelo 3D de subsuelo, el caso de Cerro Granito y Yacimiento Campamento 1, Cuenca Neuquina en este congreso.
- López Ordines, A., L. Ciancio, E.A. Rojas Vera, R.G. López. 2022. Structural development in the frontal Malargüe fold and thrust belt, Neuquén Basin, Argentina. *Andean structural styles*. Elsevier.
- Manceda, R. and D. Figueroa. 1995. Inversion of the Mesozoic Neuquén rift in the Malargüe fold and thrust belt, Mendoza, Argentina. In *Petroleum basins of South America*, ed. Tankard A.J., R. Suárez and H. J. Welsink, AAPG Memoir 62, 369-382.



El ciclo Ándico de Groeber en la cuenca Neuquina, una revisión y actualización

Por **Beatriz Aguirre-Urreta**, **Andrea Caramés**, **Cecilia S. Cataldo**, **Andrea Concheyro**, **Darío G. Lazo**, **Marina Lescano**, **Leticia Luci**, **Luciana S. Marín**, **Maximiliano Naipauer** (UBA-CONICET); **Yanina Herrera**, **Victor A. Ramos** (UNLP y CONICET); **Rafael López-Martínez** (UNAM México DF); **Mathieu Martínez** (Université Rennes); **Pierre Pellenard** (Université Bourgogne); **Diego A. Pino**, **Maisa Tunik** (UNRN-CONICET); y **Verónica Vennari** (UTN-CONICET)

Este trabajo fue seleccionado como el mejor por el tema de Estratigrafía y Análisis de Cuencas en el marco del 11° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (CONEXPLO) realizado por el IAPG en noviembre de 2022.

Como parte de su monumental obra sobre la geología andina, Groeber (1946) decidió elaborar una nomenclatura que se ajustase a las reglas internacionales, y uno de sus principales problemas lo constituía el ciclo sedimentario de edad mayormente cretácica que comenzaba con el Tithoniano y concluía en el Coniaciano. Así nació el concepto de “ciclo ándico”, que abarcaba un conjunto de estratos distribuidos a lo largo de toda América del Sur. En el ámbito de la cuenca Neuquina a este ciclo lo dividió en Mendociano, Huitriniano y Diamantiano. Numerosísimas contribuciones

posteriores fueron adaptando y modificando este concepto original de ciclo ándico de Groeber y hoy día se reconoce su desarrollo entre el Kimmeridgiano y el Albiano. Comprende así a los grupos Mendoza y Bajada del Agrio (previamente conocido como Grupo Rayoso) y es equivalente a la Supersecuencia media de Legarreta y Gulisano (1989).

En esta contribución presentamos una actualización y puesta al día del conocimiento de distintas unidades que conforman ese ciclo. En el caso de las unidades continentales/transicionales, como las formaciones Tordillo y Huitrín, se refiere principalmente a estudios de análisis de procedencia y geocronología, mientras que en las unidades marinas, como las formaciones Vaca Muerta y Agrio, se cuenta con análisis de cicloestratigrafía, estratigrafía, paleontología, bioestratigrafía y geocronología de alta resolución. Esta base de datos en constante desarrollo ha permitido mejorar la comprensión de la evolución de la cuenca Neuquina en el lapso kimmeridgiano-albiano, precisar sus edades absolutas y su bioestratigrafía.

A continuación, realizamos un breve análisis de dis-

tintas unidades ordenadas estratigráficamente (Figura 1) y, dada la estricta disponibilidad de espacio, centramos el estudio solo en aquellas que han recibido mayores actualizaciones recientemente.

Grupo Mendoza

Formación Tordillo: Groeber (1929, 1946) fue el primero en denominar Tordillense a la potente sucesión de areniscas rojas del Malm (kimmeridgianas) expuestas en las provincias de Mendoza y Neuquén. Originalmente, este autor las incluyó en el subciclo Chacayano dentro del ciclo Jurásico; más tarde, Stipanovic y Mingramm (en Groeber *et al.*, 1953) las ubican en la base del ciclo Ándico por estar encima de la discordancia Araucánica. Actualmente, se utiliza el nombre de Formación Tordillo (Stipanovic, 1966) para integrar las típicas capas rojas compuestas por facies arenosas y conglomerádicas continentales de ambiente fluvial, abanico aluvial y en menor proporción eólicas (Spalletti y Colombo Piñol,

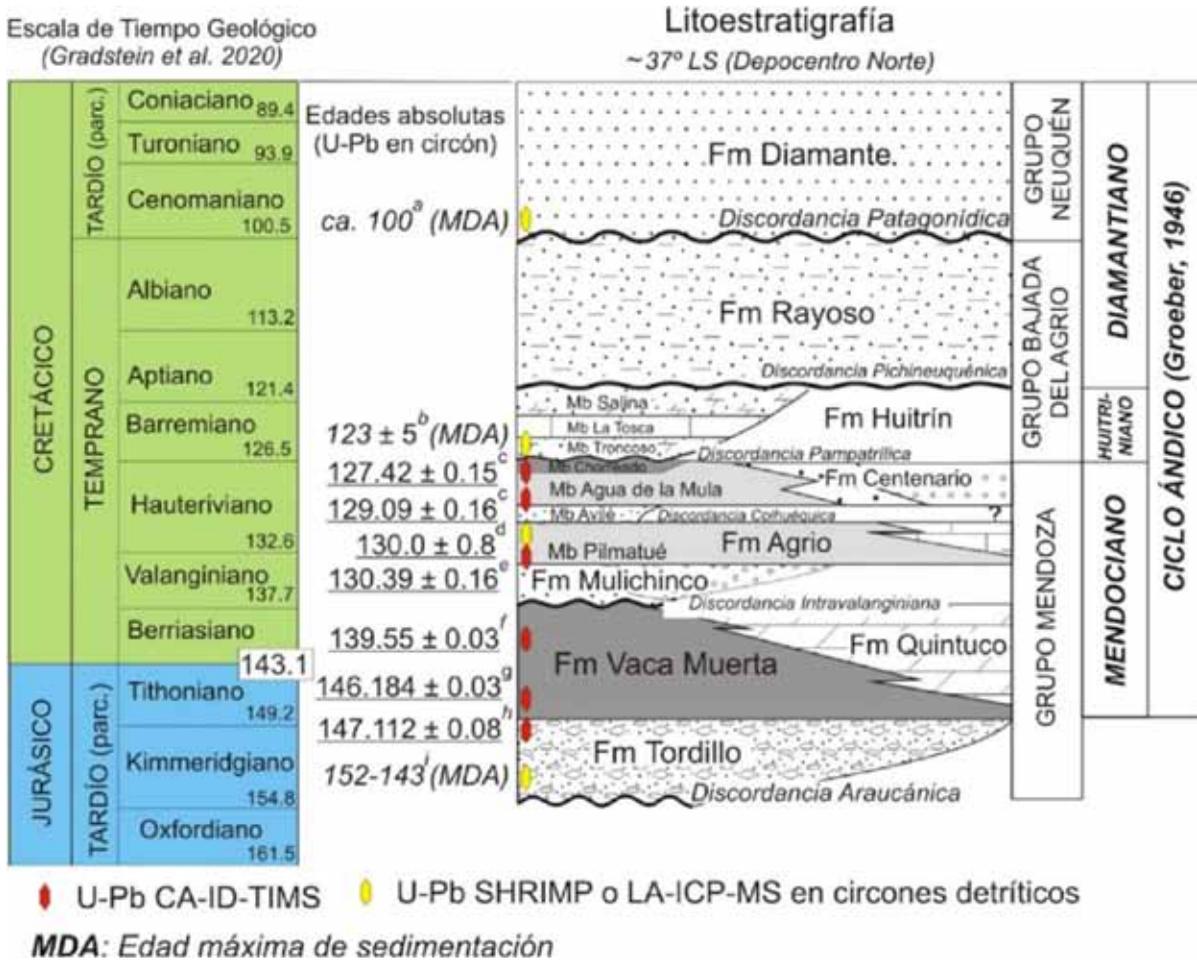


Figura 1. Esquema litoestratigráfico de los grupos Mendoza y Bajada del Agrio del ciclo Ándico, con indicación de las principales discordancias y las edades absolutas U-Pb en circón y su comparación con los pisos del Jurásico superior y parte del Cretácico, según la escala de tiempo geológico de Gradstein, *et al.* (2020). Las edades absolutas U-Pb son de (a) Tunik *et al.*, 2010; Naipauer *et al.*, 2022; (c) Aguirre-Urreta *et al.*, 2015; (d) Schwarz *et al.*, 2016a; (e) Aguirre-Urreta *et al.*, 2017; (f) Vennari *et al.*, 2014; (g) Pellenard *et al.*, 2022; (h) Lena *et al.*, 2019 e (i) Naipauer, 2016.

2005; Spalletti *et al.*, 2011). No contienen fósiles, pero por su posición estratigráfica son asignadas relativamente al kimmeridgiano-tithoniano temprano. La edad de la base está indicada por su relación de discordancia sobre el grupo Lotena, que incluye la Formación La Manga, portadora de una fauna de amonoides del Oxfordiano (Stipanovic, 1951; Leanza, 1992). El techo o edad mínima de la unidad está muy bien acotado por la depositación paraconcordante de las pelitas negras y margas marinas de la Formación Vaca Muerta (véase más adelante).

Además de los trabajos litoestratigráficos mencionados, posteriormente los estudios se basaron en descripciones detalladas y de carácter sedimentológico, como los trabajos de Marchese (1971), Legarreta y Gulisano (1989), Legarreta y Uliana (1999), Zavala *et al.* (2005a), Spalletti y Colombo (2005), Veiga y Spalletti (2007), Spalletti *et al.* (2008) y López-Gómez *et al.* (2009). En los últimos años, el conocimiento de la Formación Tordillo avanzó con la publicación de numerosos trabajos sobre dataciones U-Pb en circones detríticos y volcánicos. Los sectores de muestreos se distribuyen principalmente en afloramientos de las fajas plegadas y corridas del Agrio y de Malargüe (Naipauer *et al.*, 2012; 2015a, b; Horton *et al.*, 2016; Lena *et al.*, 2019), aunque también se han datado muestras del subsuelo, provenientes del engolfamiento neuquino (Naipauer *et al.*, 2017). Los principales objetivos de este tipo de estudio son determinar las áreas fuente de aporte sedimentario y definir la edad máxima de depositación. Este último valor es muy útil en sucesiones carentes de fósiles, como la Formación Tordillo.

Una conclusión común en los trabajos clásicos de procedencia es que la fuente principal de aporte sedimentario está relacionada con el arco volcánico andino (Marchese, 1971; Gulisano, 1988). Evidencias directas de la actividad de este arco se observan en la Formación Río Damas en la cordillera Principal de Chile, donde las areniscas de la Formación Tordillo se intercalan con volcanitas básicas (Charrier *et al.*, 2007). Los estudios petrográficos y geoquímicos coinciden en que las áreas de aporte sedimentario incluyen el arco andino, pero también sectores de basamento integrado por volcanitas ácidas del grupo Choiyoi (Spalletti *et al.*, 2008; Mescua *et al.*, 2008). El patrón de procedencia establecido por las edades U-Pb de los circones detríticos indica que la región de origen más importante de aporte de sedimentos fue el arco magmático del Jurásico. Los máximos picos de edades detríticas a los ~178 Ma, 153 Ma y 144 Ma coinciden con los pulsos de mayor actividad magmática y volcánica de los Andes para este período. También, se pueden diferenciar dos áreas de origen secundario de acuerdo con los picos de máxima frecuencia del Triásico y Pérmico. Estos picos concuerdan con las edades del volcanismo de sinrift representado en el ciclo Precuyano y con la provincia Magmática del Choiyoi. Por último, aparecen picos muy subordinados con edades del Mesoproterozoico tardío (Grenville) y Paleozoico temprano, que representan las áreas de basamento metamórfico de la cuenca.

Si se analizan detalladamente tanto la distribución de edades detríticas en cada muestra, como su ubicación

geográfica en la cuenca, se puede diferenciar bien cómo en los patrones de edades en el sector norte (Mendoza) predomina notoriamente una procedencia desde el arco magmático, con una participación menor de circones Grenvilianos provenientes desde el bloque de San Rafael, localizado hacia el este. Mientras que en las muestras del sector sur (Neuquén) predominan los picos con edades relacionadas a un basamento devónico-carbonífero, que estaría de acuerdo con una participación del área de la dorsal de Huincul como elemento positivo y área fuente durante el Jurásico tardío (Naipauer *et al.*, 2012).

Por otro lado, las dataciones U-Pb en la Formación Tordillo dieron valores de edades máximas de depositación más jóvenes de lo esperado. Todas las muestras analizadas presentan picos de máxima frecuencia con valores jóvenes entre los ca. 152 Ma y 143 Ma. Se destaca el patrón de edades de una arenisca volcánoclastica que presenta una distribución unimodal a los ca. 144 Ma. Estos valores de edades máximas de depositación ubican temporalmente a esta unidad dentro de los pisos Kimmeridgiano y Tithoniano de acuerdo con la escala de tiempo geológico (GTS 2020) de Gradstein *et al.* (2020). Los valores obtenidos en torno a los ca. 143 Ma en varias de las muestras analizadas se acercan al límite J/K (143,1 Ma) establecido en la GTS 2020. Sin embargo, como se describió más arriba, la Formación Tordillo no puede ser más joven que Tithoniano temprano porque está cubierta por las típicas facies marinas de la Formación Vaca Muerta, que contienen biozonas andinas de amonites del Tithoniano temprano alto y edades U-Pb en circones de tobas intercaladas de ca. 146 Ma para su base (Lena *et al.*, 2019; Pellenard *et al.*, 2022). Las primeras edades absolutas U-Pb obtenidas en la Formación Tordillo pusieron por primera vez en evidencia esta discrepancia temporal del límite J/K. Si bien actualmente es difícil de compatibilizar las edades más jóvenes cercanas a los 143 Ma, estos resultados motivaron nuevos estudios geocronológicos con métodos de alta resolución (CA-ID-TIMS) en circones provenientes de tobas, pero intercaladas en las facies marinas de la Formación Vaca Muerta con alta resolución bioestratigráfica. Los nuevos valores obtenidos a partir de tobas y por métodos de alta resolución muestran las dificultades de establecer la edad absoluta del límite J/K.

Formación Vaca Muerta: entre las unidades litoestratigráficas que componen el grupo Mendoza, la Formación Vaca Muerta (Tithoniano temprano-Valanginiense temprano) destaca por su amplia extensión geográfica en superficie y subsuelo, su espesor, la calidad de su registro fósil, su alto contenido de materia orgánica (TOC máximo de 12%, Legarreta y Villar, 2015) y el nivel de madurez termal y composición mineralógica. Esto la coloca como la principal unidad generadora de hidrocarburos de la cuenca Neuquina y, en tercer lugar, a nivel global por su potencial técnico de extracción de *shale-oil* y *shale-gas* por métodos no convencionales (Fernández Badessich *et al.*, 2016).

En la última década, el interés que despertó la Formación Vaca Muerta se reflejó en una serie de publicaciones

centradas en su estudio. En el marco del simposio de recursos no convencionales del 9° CONEXPLO (2014), en un trabajo conjunto entre la academia y la industria, se presentó una transecta regional para esta formación sobre la base del análisis de numerosas secciones de pozo y superficie y su correlación sismo-estratigráfica. Esta transecta se publicó luego formalmente en una contribución especial del Instituto Argentino del Petróleo y el Gas y la Asociación Geológica Argentina (González *et al.*, 2016). Un año después se concretó un simposio sobre la geología de la Formación Vaca Muerta en el marco del 20° Congreso Geológico Argentino (Desjardins *et al.*, 2017) y una selección de las contribuciones allí presentadas comprende un volumen especial de la revista de la Asociación Geológica Argentina (Marchal *et al.*, 2018). Dos años más tarde, se concretó la publicación de la Memoria 121 de la American Association of Petroleum Geologists, la que reunió en veinte capítulos los avances de la última década en el conocimiento y la exploración del Play Vaca Muerta (Minisini *et al.*, 2020). A partir de este último hito se continúan registrando publicaciones sobre distintos aspectos de la unidad, como sus propiedades geomecánicas y estructurales (*e.g.* Espinoza, 2020), procesos diagenéticos (*e.g.* Lanz *et al.*, 2020; Rodríguez Blanco *et al.*, 2022), dinámicas depositacionales y áreas de procedencia (*e.g.* Naipauer *et al.*, 2020; Otharán *et al.*, 2020; Capelli *et al.*, 2021; Paz *et al.*, 2021, 2022). La Formación Vaca Muerta incluye además la transición entre los sistemas Jurásico y Cretácico (TJK), un intervalo de relevancia internacional, ya que es el único límite entre sistemas del Fanerozoico para el que aún no se ha definido un *golden spike* o sección de referencia global pese a propuestas recientes internacionales (*e.g.* Wimbledon *et al.*, 2020). La combinación de marcadores bioestratigráficos en las sucesiones carbonáticas intercaladas con niveles volcániclasticos de la Formación Vaca Muerta, ofrecieron la posibilidad de avanzar en la construcción de un esquema cronoestratigráfico de edades relativas y absolutas de mayor precisión para la cuenca Neuquina, y de brindar datos de importancia que desde el hemisferio sur contribuyan a caracterizar el intervalo tithoniano-valanginiano. Como consecuencia, en los siguientes párrafos se hará foco en los avances sobre la paleontología, bioestratigrafía, cicloestratigrafía y geocronología de la Formación Vaca Muerta que han tenido lugar en los últimos años.

Recientemente, Leanza *et al.* (2020) publicaron una revisión sobre los marcadores paleobiológicos más relevantes de esta unidad, los que incluyen amonites, nanofósiles calcáreos, calciesferas, calpionélidos, coprolitos, dinoflagelados, radiolarios, microcrinoideos sacocómidos y trazas fósiles. Entre ellos, los amonites son los restos fósiles megascópicos más abundantes y diversos a lo largo de toda la columna, por lo que constituyen la base del esquema bioestratigráfico andino. La identificación de formas de distribución paleobiogeográfica amplia o con afinidades con aquellas identificadas en la región del Tethys ha permitido establecer correlaciones con la zonación estándar mediterránea (*e.g.* Leanza *et al.*, 2020 y referencias allí citadas). No obstante, la sis-

temática y distribución estratigráfica de los amonites de la Formación Vaca Muerta se encuentra en proceso de actualización, y en los últimos años se han publicado avances sobre la composición y correlación de la zona de *Virgatosphinctes andesensis* (antes *V. mendozanus*) en distintas secciones de la cuenca y se ha delimitado con mayor precisión la riqueza taxonómica, relaciones paleobiogeográficas e implicancias bioestratigráficas de grupos de amonites jurásicos tardíos (Vennari y Aguirre-Urreta 2017, 2019) y cretácicos tempranos (Parent *et al.*, 2015; Marin *et al.*, 2021; Leanza *et al.* 2020 y referencias allí citadas). Entre estos últimos se destaca el primer registro de *Bochianites neocomiensis* en la cuenca, en niveles del Valanginiano inferior asignables a la biozona CC3-B de nanofósiles, lo que permite reafirmar la correlación de la biozona andina de *Lissonia riveroi* con la biozona estándar de *Neocomites neocomiensiformis* (Marin *et al.*, 2022). Vennari *et al.* (2017) dieron a conocer una integración de información bioestratigráfica provista por amonites y nanofósiles en secciones de superficie y sondeos de pozo analizados en colaboración con distintas operadoras (YPF, Chevron, Shell). Mientras que también se logró acotar la edad del Miembro Huncal al Berriasiano tardío en su localidad tipo (Naipauer *et al.*, 2020).

Los estudios de nanofósiles calcáreos que comprenden el intervalo tithoniano-valanginiano se han centrado principalmente en su bioestratigrafía y han permitido la correlación a nivel local y regional de distintas secciones de la Formación Vaca Muerta (*e.g.* Concheyro *et al.*, 2007; Kietzmann *et al.*, 2011; Lescano y Concheyro, 2014). La presencia de especies consideradas como biomarcadoras ha permitido ajustar la edad de la unidad, en tanto que las asociaciones halladas presentan características cosmopolitas y sugieren fuertes afinidades tethyanas. Los bioeventos reconocidos se han correlacionado tradicionalmente con el esquema bioestratigráfico propuesto por Bralower *et al.* (1989). Sin embargo, Casellato y Erba (2021) han afinado la edad de las zonaciones para el tithoniano-berriasiano proponiendo un nuevo y ajustado esquema para este intervalo, lo que permitió actualizar los estudios bioestratigráficos locales. En la Formación Vaca Muerta se han reconocido bioeventos asignados al Tithoniano temprano que correlacionan con la biozona NJT15 y bioeventos definidos como próximos al límite Tithoniano temprano/tardío que correlacionan con la biozona NJT16. Además, se ha definido la biozona NJT17 y la Subzona NC0a en niveles asignados al Tithoniano tardío, la base del límite J/K se ha definido con el límite inferior de la Subzona NC0b y para el Cretácico se han reconocido las biozonas CC1 a CC3. Los bioeventos para delimitar estas biozonas son las primeras ocurrencias (FO) de *Conusphaera mexicana minor*, *Helenea chiasitia*, *Nannoconus globulus minor*, *N. wintereri*, *N. steinmannii minor*, *N. steinmannii steinmannii* y *Eiffelithus windii*.

Los calpionélidos se consideran los marcadores primarios del límite J/K, en coincidencia con el acmé de formas pequeñas y globulares asignables a *Calpionella alpina* (Wimbledon *et al.*, 2020). En la cuenca Neuquina este grupo ha sido reconocido desde fines de los noventa (Leanza *et al.*, 2020 y referencias allí citadas) y se ha

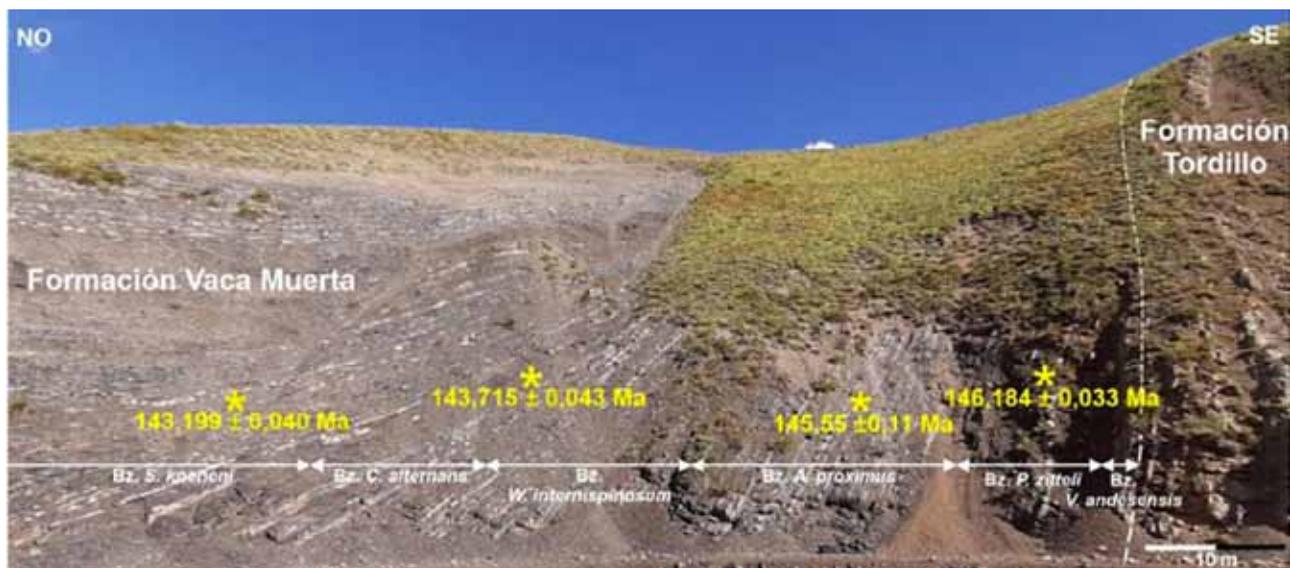


Figura 2. Vista panorámica de la Formación Vaca Muerta en la localidad Las Alcantarillas, alta cordillera de Mendoza, con las biozonas de amonites y las nuevas dataciones U-Pb Ca-ID-TIMS (Pellenard *et al.*, 2022).

avanzado con la definición de las biozonas de *Chitinoidea*, *Crassicollaria* y *Calpionella* (Kietzmann, 2017; López Martínez *et al.*, 2017) y, más recientemente, con las biozonas de *Calpionellopsis* y *Calpionellites* (Kietzmann *et al.*, 2021). En la actualidad, quedan varios puntos por esclarecer para poder aprovechar su potencial bioestratigráfico y afinar su correlación con el Tethys. Por ejemplo, dentro de la biozona de *Chitinoidea*, la subzona Dobeni no se encuentra claramente definida, aunque existen marcadores que permiten su identificación (Kietzmann, 2017), en tanto que la subzona Bonetti presenta un mejor registro y puede ser definida con mejor precisión. Sin embargo, el registro del género *Chitinoidea*, que en el Tethys no se extiende más allá de la biozona de *Crassicollaria* con la aparición de los calpionélidos hialinos, parece ser más extenso en secciones mexicanas y de la Formación Vaca Muerta (*e.g.* Kietzmann, 2017). Estos registros deben ser estudiados con más detalle y, en el ámbito de la cuenca Neuquina, han sido atribuidos a procesos de erosión y retrabajo, y posibles alteraciones diagenéticas (Kietzmann *et al.*, 2021). Por otra parte, la mala preservación de los ejemplares de la biozona de *Crassicollaria* representa un reto para su estudio. Kietzmann *et al.* (2021) han subdividido esta biozona en las subzonas Remanei y Massutiniana, mientras otros autores, como López-Martínez *et al.* (2017), han optado por un enfoque más clásico, al definir la última parte de la biozona como la subzona Colomi.

El registro bioestratigráfico integrado de amonites, nanofósiles calcáreos y calpionélidos, y su calibración con edades U-Pb mediante SHRIMP y CA-ID-TIMS permitió avanzar en el ajuste de la TJK para la localidad de Las Loicas, Mendoza, obteniendo edades desde $142,040 \pm 0,058$ Ma en la biozona de *Substeuroceras koeneni* del Tithoniano tardío-Berriasiano temprano, a $139,55 \pm 0,18$ Ma en la biozona de *Argentiniceras noduliferum* del Berriasiano

temprano a medio (Aguirre-Urreta *et al.*, 2019a y referencias allí citadas). Recientemente, Pellenard *et al.* (2022) aportaron nuevas edades U-Pb Ca-ID-TIMS para Las Alcantarillas, una localidad cercana a Las Loicas, desde $146,147 \pm 0,036$ Ma en la biozona de *Pseudolissoceras zitteli* del Tithoniano temprano a $143,199 \pm 0,040$ Ma en la de *S. koeneni* (Figura 2). En paralelo, se tomaron muestras de roca cada 6 cm para medir la susceptibilidad magnética y llevar a cabo un análisis espectral que permita obtener un esquema astrocronológico detallado y anclado a las edades absolutas y relativas provistas por los distintos indicadores fósiles. Este esquema complementaría los estudios cicloestratigráficos de otros colegas, como Sagasti (2005) y Kietzmann *et al.* (2011, 2015), quienes han analizado la alternancia de ciclos elementales caliza/marga y definido conjuntos (bundles) y superconjuntos (superbundles) de ciclos elementales con distintas frecuencias de periodicidad que responderían a ciclos astronómicos de precesión y oblicuidad del eje y excentricidad de la órbita terrestre. Kietzmann *et al.* (2018) propusieron anclar esta escala temporal astronómica flotante a la escala de tiempo geológica global sobre la base de datos bioestratigráficos y magnetoestratigráficos. Sin embargo, esta calibración fue reconsiderada por Ogg (2020), quien para la GTS 2020 propuso fusionar la interpretación del intervalo M19n-M18n de Kietzmann *et al.* (2018) como el M19n, lo que situaría la TJK propuesta por Wimbledon *et al.* (2020) en la mitad del M19n, es decir, algo por debajo de la mitad de la biozona de *S. koeneni*.

Pellenard *et al.* (2022) también dieron a conocer una curva isotópica de alta resolución de $\delta^{13}\text{C}_{\text{org}}$ para el Tithoniano de Las Alcantarillas, en donde se observa una disminución neta de los valores de $\delta^{13}\text{C}_{\text{org}}$ desde $\sim 25\%$ en la biozona de *P. zitteli* a $\sim 30\%$ cerca de la base de la biozona de *S. koeneni*, para luego de un plateau incrementarse a valores comprendidos entre -26% y -28%

hacia el tope de la biozona de *S. koeneni*. Estos resultados, que continúan siendo elaborados, se suman a la contribución de Capelli *et al.* (2021) quienes describieron dos excursiones positivas de $\delta^{13}\text{C}_{\text{org}}$ en Chacay Melehue, Neuquén, la primera de ellas, con valores de $\sim 25\text{‰}$ entre las biozonas de *V. andesensis* y *A. proximus* del Tithoniano inferior, y la segunda con valores de $\sim 24,5\text{‰}$ en niveles asignados al Valanginiano inferior alto (biozona de *Lissonia riveroi*) en la Formación Quintuco. Adicionalmente, Gómez-Dacal *et al.* (2018) analizaron valvas de ostras de secciones de la Formación Vaca Muerta en el sur de Mendoza, y obtuvieron valores de $\delta^{13}\text{C}$ de entre 0 y -3‰ VPDB para el Tithoniano-Berriasiano y de $\sim 2,4$ a $2,7\text{‰}$ VPDB para el Valanginiano en niveles de la Formación Chachao (biozona de *Olcostephanus (O.) atherstoni*). Los mismos autores estimaron paleotemperaturas de $\sim 25\text{ °C}$ en promedio para la plataforma mendocina a partir de valores $\delta^{18}\text{O}$. Alberti *et al.* (2020) obtuvieron resultados similares para localidades de Neuquén.

Además de los grupos fósiles mencionados, en los últimos años se ha revisado la taxonomía y afinidades paleobiogeográficas de otros moluscos registrados en la Formación Vaca Muerta, como pectínidos asignados al género *Huncalotis* y preservados en pavimentos o *beefs* (Damborenea y Leanza, 2016); acumulaciones masivas de ostras (Toscano y Lazo, 2020); gastrópodos asignables a más de quince familias diferentes y registrados en forma aislada o en pavimentos (Cataldo y Vennari, 2021) y belemnites tithonianos asignables al género *Belemnopsis* (Vennari *et al.*, 2021).

Finalmente, las exploraciones paleontológicas sistemáticas con foco en los vertebrados marinos de la Formación Vaca Muerta datan de poco más de 30 años. Estas exploraciones, y los estudios vinculados, dan cuenta de una fauna de vertebrados marinos conformada por peces óseos y cartilaginosos, ictiosaurios, plesiosaurios, tortugas y cocodrilos metriorrínquidos (*e.g.* Gasparini y Fernández, 2011). La mayor parte de estos registros provienen de niveles del Jurásico tardío, los registros del Cretácico temprano son mucho menos abundantes (*e.g.* Herrera *et al.*, 2021). Estudios realizados en la última década muestran que la diversidad taxonómica y morfológica de, al menos, los ictiosaurios y los cocodrilos metriorrínquidos, es mayor a la estimada anteriormente. En la actualidad se reconocen las siguientes especies nominales: *Pliosaurus patagonicus* y *P. almanzaensis* (plesiosaurios pliosauroideos), *Notoemys neuquina* y *Neustycemys neuquina* (tortugas), *Cricosaurus araucanensis*, *C. lithographicus*, *C. puelchorum*, *Purranisaurus potens* y *Dakosaurus andiniensis* (cocodrilos metriorrínquidos), *Caypullisaurus bonapartei*, *Sumpalla argentina*, *Arthropterygius thalassonotus* y *Catutosaurus gasparinae* (ictiosaurios) y *Notodectes argentinus*, *Lepidotes maximus*, *Jonoichthys challwa*, *Catutoichthys olsacheri*, *Leedsichthys* y *Kaykay lafke* (peces) (*e.g.* Gasparini *et al.*, 2015; Gouiric-Cavalli y Cione 2015; Fernández *et al.*, 2019; Campos *et al.*, 2021; Gouiric-Cavalli y Arratia, 2022 y referencias citadas en todos estos trabajos).

Formación Mulichinco: la Formación Mulichinco (Weaver, 1931) es una unidad sedimentaria que se extiende por más de 150 km en sentido norte sur en el centro oeste de la cuenca Neuquina. En los estudios pioneros de Groeber (1946) fue incluida en su ciclo Ándico y subciclo Mendociano y años después en el grupo Mendoza propuesto por Stipanovic *et al.* (1968). Se ubica estratigráficamente por encima de la Formación Vaca Muerta o bien de la Formación Quintuco y es cubierta por la Formación Agrio. Los espesores de la unidad son muy variables, en el centro de la cuenca es de 700 m y de 70-40 m en sus bordes, a su vez, se registran espesores muy diferentes en diversas localidades de la cuenca. La edad de esta unidad, al menos sus términos marinos, está establecida por las zonas de amonites de *Lissonia riveroi* y *Olcostephanus (Olcostephanus) atherstoni* en el Valanginiano temprano al Valanginiano tardío temprano (Aguirre-Urreta *et al.*, 2005 y trabajos allí citados).

Su depositación se vincula al descenso del nivel del mar ocurrido en el Valanginiano temprano probablemente relacionado con una etapa de inversión tectónica reconocida en la cuenca Neuquina (Vergani *et al.*, 1995; Schwarz *et al.*, 2006). De esta manera los conglomerados, areniscas, pelitas y calizas asignados a la Formación Mulichinco se generaron durante la caída del nivel del mar y continuaron depositándose después de esta provocando una amplia variabilidad en sus facies y ambientes sedimentarios por encima de la discordancia Intravalanginiana (Gulisano *et al.*, 1984). La alta variabilidad de facies, tanto laterales como verticales, fueron reconocidas a grandes rasgos por Weaver (1931) y le siguieron numerosos autores, entre los que se destaca la tesis doctoral de Schwarz (2003), quien analizó el relleno sedimentario con un enfoque paleoambiental y secuencial a nivel cuenca, diferenciando tres regiones: Austral, Central y Septentrional, que abarcan desde la Sierra de la Vaca Muerta hasta la localidad de Buta Ranquil, y diferencia facies continentales, de transición y marinas. Dentro de las facies continentales se identificaron y estudiaron en detalle sistemas fluviales y de transición (Schwarz, 2003; Schwarz *et al.*, 2013; Olivo *et al.*, 2019; Olivo *et al.*, 2020; Pino, 2022, entre otros) y depósitos de origen eólico costanero, que tuvieron una precisa caracterización de las dunas, interdunas y los depósitos en manto, tanto eólicos como fluviales (Zavala *et al.*, 2005 b; Buatois y Echevarría, 2019) en subsuelo como en superficie. Hacia el norte de Neuquén y sur de Mendoza comienzan a reconocerse sucesiones de origen marino, cuya variabilidad de ambientes se ve reflejada también en la presencia de cuerpos y trazas fósiles de la unidad y en la continua aparición de trabajos de detalle que describen los hallazgos y contribuyen al conocimiento específicos de los diferentes subambientes. La intercalación de depósitos marinos (*e.g.* Echevarría *et al.*, 2012; Luci y Lazo, 2012; Lazo *et al.*, 2016; Wesolowski *et al.*, 2018; Giachetti *et al.*, 2020; y Kietzmann y Olivo, 2020) con depósitos de tormenta (Schwarz y Howell 2005), asociados con depósitos mareales y estuáricos (*e.g.* Olivo *et al.*, 2019; Olivo *et al.*, 2020) y deltaicos (*e.g.* Schwarz *et al.*, 2016b; Zavala *et al.*,

2022) con diferentes agentes predominantes se debe probablemente al efecto del oleaje y las corrientes a lo largo de una costa irregular (Sleveland *et al.*, 2020).

Respecto de los vertebrados, se han informado esqueletos articulados o semiarticulados de saurópodos, ornitópodos y terópodos (Coria *et al.*, 2020 y referencias allí citadas) realizándose también estudios tafonómicos y paleoambientales de detalle (Pino *et al.*, 2021) que llevaron al reconocimiento de varios niveles con huellas de dinosaurios en las facies fluviales en las cercanías de Las Lajas (Pino *et al.*, 2022). Asociados con los restos de dinosaurios, se han reconocido restos de troncos en los canales y planicies fluviales (Gnaedinger *et al.*, 2017) y unos kilómetros al este, también en niveles superiores de la Formación Mulichinco, Martínez y Olivo (2015) describieron la presencia de restos vegetales en paleoambientes pantanosos y de áreas costaneras.

Los estudios de palinomorfos (Olivo *et al.*, 2019 y referencias allí citadas) avalan la edad valanginiana tardía para la unidad e indican un clima húmedo templado a cálido. Mientras que la presencia de sistemas fluviales efímeros con depósitos eólicos subordinados sugiere un clima semiárido. Estas aparentes discrepancias en los climas imperantes durante la depositación de las sedimentitas de la Formación Mulichinco también son reflejo de la compleja paleogeografía que debió existir en la cuenca Neuquina para el Valanginiano.

Inicialmente, Schwarz (2003) dividió a la unidad en tres miembros de acuerdo con sus características regresivas, transgresivas y de mar alto, luego, estudios posteriores agregaron detalles a este esquema (Schwarz, 2012; Schwarz *et al.*, 2013, 2016), considerado una cuña de mar bajo y una secuencia de tercer orden en la que internamente se reconocen tres cortejos. Uno de mar bajo (LST) donde se identifican sistemas fluviales y planicies aluviales que hacia el norte de la cuenca pasan a depósitos marinos costeros. Un sistema transgresivo (TST) que está registrado en depósitos de rampa carbonática con parasecuencias ricas en ostras y otros bivalvos con fauna de amonites y, finalmente, uno de mar alto (HST) con carácter retrogradante reflejado en sistemas depositacionales de rellenos de bahías y depósitos marinos someros hacia el norte. Muchos de estos paquetes tienen acumulaciones en masa de ostras reflejando períodos de baja sedimentación. Por encima ocurrió la transgresión que depositó el miembro inferior de la Formación Agrio.

Formación Agrio: esta unidad definida por Weaver (1931) ha sido clásicamente dividida en tres miembros: inferior o Pilmatué, medio o Avilé y superior o Agua de la Mula (Leanza y Hugo, 2001). Posteriormente Leanza (2003) incluyó al Chorreado como su miembro cuspidal. Mientras que el Miembro Pilmatué integra la Mesosecuencia Mendoza Media, los miembros Avilé, Agua de la Mula y Chorreado integran la Mesosecuencia Mendoza Superior de acuerdo con Legarreta y Gulisano (1989).

Hay distintas propuestas e interpretaciones en lo referente a los límites de esta unidad. En el Engolfamiento

Neuquino, la Formación Agrio se apoya sobre la Formación Mulichinco mientras que, hacia el norte, ya en el ámbito de Mendoza, lo hace sobre la Formación Chachao. La edad asignada a la transición con la Formación Mulichinco varía: para algunos autores es diacrónica y abarca desde el Valanginiano inferior alto hasta el Valanginiano superior sobre la base de datos bioestratigráficos (Aguirre-Urreta y Rawson, 1997), mientras que para otros esta edad es abrupta, isócrona y definida en el Valanginiano superior sobre la base de estudios sedimentológicos (Schwarz, 2002). Respecto de la relación con la Formación Chachao, los datos bioestratigráficos provistos por amonites en Mendoza indicarían un posible hiato entre ambas unidades que abarcaría parte del Valanginiano tardío.

En cuanto a su límite superior, es sobreyacida por la Formación Huitrín en el centro-norte de Neuquén y Mendoza, pero en este caso la discusión se centra en si el Miembro Chorreado es la unidad cuspidal de la Formación Agrio o la unidad basal de la Formación Huitrín. El Chorreadense de Groeber (1946) comprendía una sucesión de unos 80 m de espesor de arcillas rojas, verdes y amarillentas, muy deleznable con yeso en lentes chicos aflorantes al norte y oeste de Buta Ranquil. Sin embargo, en el cerro Michi-có, su localidad tipo, estas arcillitas varicolores son suprayacidas por calizas del Miembro Agua de la Mula con características amonoideos crioceratítidos. Pazos *et al.* (2008) interpretaron a estas rocas como un equivalente al Miembro Avilé. De este modo, el Chorreadense de Groeber no tendría validez, aunque el Miembro Chorreado en el sentido que es ampliamente citado por geólogos petroleros, se halla compuesto por calizas con intercalaciones pelíticas y evaporitas y es siempre cubierto en contacto erosivo por el Miembro Troncoso de la Formación Huitrín (véase Gutiérrez Pleimling *et al.*, 2011). Legarreta y Gulisano (1989) ubicaron al Miembro Chorreado en su Mesosecuencia Mendoza Superior y de este modo se lo relaciona más a una restricción del mar del Miembro Agua de la Mula de la Formación Agrio que a los depósitos continentales de la suprayacente Mesosecuencia Huitrín. Leanza (2003) incluyó al Miembro Chorreado como el término cuspidal de la Formación Agrio, criterio que es compartido acá, de manera análoga a la reciente interpretación de Pazos *et al.* (2020) sobre la base de su análisis estratigráfico secuencial.

Las relaciones laterales de la Formación Agrio con la Formación Centenario que comprende a los depósitos contemporáneos del borde este de la cuenca Neuquina han sido tratados recientemente por Iñigo *et al.* (2019), mientras que Shchepetkina *et al.* (2020) analizan en especial su miembro inferior y Pazos *et al.* (2021) quienes se refieren al miembro superior.

Trabajos modernos en la Formación Agrio involucran tanto la combinación de diferentes especialidades —paleontología, bioestratigrafía, cicloestratigrafía y geocronología de alta resolución— como detallados estudios de estratigrafía, sedimentología, geoquímica orgánica, geología estructural, etc. en secciones clásicas del Engol-

famiento Neuquino. Aguirre-Urreta *et al.* (2019b) estudiaron la sucesión aflorante en la localidad El Portón y reconocieron las biozonas de amonites y los bioeventos de nanofósiles calcáreos, lo que permitió datar relativamente la sucesión entre el Valanginiano tardío y el Hauteriviano tardío. A estos datos se sumaron valores absolutos provistos por dos niveles de tobas de caída. También obtuvieron muestras cada 25 cm que, analizada su susceptibilidad magnética, permitieron establecer la primera astrocronología del Cretácico temprano directamente ajustada con precisos datos U-Pb. Estos datos, junto con una curva de isótopos de C ajustada con el Tethys, ha posibilitado cuantificar la edad de las distintas asociaciones de amoniteos que se reconocen a lo largo de toda la cuenca Neuquina.

Moore *et al.* (2020) también trabajaron en clásicas secciones de la formación en el Engolfamiento Neuquino y realizaron estudios de pirólisis, difracción de rayos X y secciones delgadas que utilizaron para desarrollar un esquema integrado de macrofacies y microfacies de alta resolución. Los resultados obtenidos les permitieron categorizar la variabilidad de facies en la parte distal del sistema Agrio y establecer la fuente potencial de estos depósitos distales en el contexto de facies y marco estratigráfico.

Pazos *et al.* (2020) realizaron un estudio sedimentológico y de estratigrafía secuencial de la Formación Agrio, al norte de la dorsal de Huincul. En esta unidad reconocieron que el Miembro de Pilmatué contiene cinco secuencias de tercer orden controladas eustáticamente, mientras que el Miembro de Avilé se depositó por encima de una discordancia regional, resultado de erosión y bypass sedimentario durante un período de calma tectónica. El Miembro Agua de la Mula comenzó con una inundación isócrona y geológicamente instantánea, que para estos autores se explica mejor por subsidencia tectónica que por cambios eustáticos globales. Contiene cuatro secuencias de cuarto orden y muestra aportes sedimentarios desde el este en algunas regiones. A Miembro Chorreado, desde el punto de vista de estratigrafía secuencial, lo relacionaron con el Grupo Mendoza, ya que no representa una expansión de la cuenca después de una pequeña discordancia durante el Barremiano, sino que, por el contrario, la discordancia que marca la base del Miembro Troncoso de la Formación Huitrín sería una prueba de la intensa reorganización regional de la cuenca.

Varias contribuciones se refieren al Miembro Pilmatué, tratado en detalle con estudios cicloestratigráficos (Kietzmann y Paulin, 2019), con análisis geoquímicos, mineralógicos y petrográficos (Remírez *et al.* 2020), con análisis icnológicos de hardgrounds y su valor en estratigrafía secuencial (Richiano *et al.*, 2019) así como en trabajos enfocados principalmente a la sedimentología (Schwarz *et al.*, 2020 y referencias citadas allí).

Por otra parte, otros estudios (*e.g.* Spalletti *et al.*, 2001) se han enfocado específicamente al Miembro Agua de la Mula. Omarini *et al.* (2020) realizan un estudio multi-

proxy que incluye datos sedimentológicos, geoquímicos y paleobiológicos para el Miembro Agua de la Mula en la clásica localidad de El Portón en el noreste de Neuquén, que aporta interesante información paleoambiental y paleo-oceanográfica. En la sucesión analizada se reconocen dos grandes ciclos sedimentarios (TST-HST), que reflejan la posición de sedimentos proximales y distales dentro del sistema depositacional. Así, los depósitos de rampa externa distal comprenden mudstones carbonáticos con contenido de TOC de hasta 4,43 wt% (con un promedio de 1,62 wt%) y materia orgánica amorfa de origen marino de tipo II. Este alto contenido de TOC podría reflejar una bioproductividad resaltada por períodos de salinidad reducida como lo indican los picos del nanofósil *Micrantholithus* y dilución reducida por material siliciclástico en un escenario distal. Por otra parte, los depósitos de rampa externa proximal muestran un patrón más silicoclástico y materia orgánica de origen continental representada por kerógeno de tipo II-III y un contenido de TOC de aproximadamente 1 wt% (con un promedio de 1.05 wt%). En este intervalo la producción primaria se relaciona con condiciones más estables y aguas estratificadas, como queda reflejado por los picos del nanofósil *Nannoconus*.

Comerio *et al.* (2018, 2019, 2020) analizaron las facies de mudstones del Miembro Agua de la Mula del Hauteriviano superior, en secciones clásicas de Neuquén, e integraron detallados análisis sedimentológicos e icnológicos de afloramientos, con estudios de microscopía óptica y electrónica, difracción de rayos X y datos mineralógicos y de geoquímica orgánica. Sobre esta base definieron cuatro cinturones de facies en la cuenca Neuquina central: (1) facies marinas y deltaicas someras a depósitos fluviales documentados en el subsuelo (principalmente siliciclásticos); (2) rampa intermedia a rampa interior con ajustes de rampa exterior subordinados (principalmente siliciclásticos); (3) configuración de rampa externa a rampa media distal con clinofomas subacuáticas fangosas (siliciclástico-carbonato mixto) y (4) áreas de la cuenca a la rampa exterior (dominadas por carbonatos). Además del principal aporte de sedimentos del margen sur y sureste de la cuenca, estos autores sugieren un suministro de sedimentos de las regiones este y noreste. Asimismo, la presencia de depósitos de caída de ceniza indica que el arco magmático occidental coetáneo estaba activo. El esquema de estratigráfica secuencial propuesto incluye cuatro secuencias, organizadas en secuencias transgresivas finas (TST-I a TST-IV) y regresivas gruesas (HST-I a HST-IV) que pueden ser correlacionadas con cuatro secuencias (de cuarto orden) definidas previamente en entornos proximales, sobre la base de las asociaciones de amoniteos presentes. Las observaciones sugieren que los cambios del nivel del mar fueron eventos relativamente sincrónicos y habrían estado controlados no solo por mecanismos orbitales, sino también por tectonismo.

El contenido macrofósilífero de la Formación Agrio es sumamente rico y diverso e incluye restos de verte-

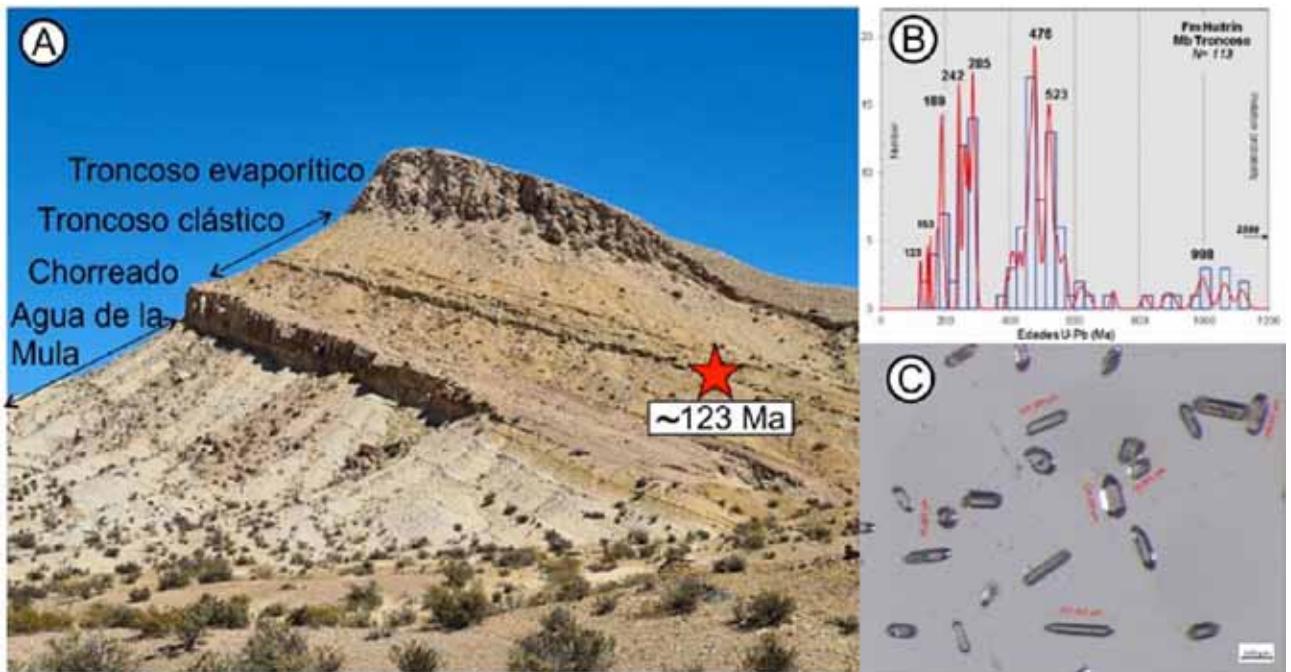


Figura 3. A, Afloramientos de las formaciones Agrio y Huitrín en las cercanías del puesto Agua de Cabrera, sierra de Cara Cura, Mendoza, con indicación del nivel muestreado del Miembro Troncoso inferior clástico. B, Histograma y curvas de frecuencia relativa de las edades U-Pb de la muestra analizada del Miembro Troncoso inferior. C, Imagen de algunos de los circones analizados (véase Naipauer *et al.*, 2022).

brados e invertebrados marinos. En los últimos años se ha avanzado en el conocimiento de los vertebrados destacándose nuevos registros de peces (Gouiric-Cavalli *et al.*, 2018; 2019), plesiosaurios (O’Gorman *et al.*, 2015) e ictiosaurios (Lazo *et al.*, 2018). Respectos de los invertebrados bentónicos, se han revisado recientemente las faunas de gastrópodos (Cataldo y Lazo, 2016; Cataldo, 2017), bivalvos (Milla Carmona *et al.*, 2016; 2017; 2018; en prensa; Toscano *et al.*, 2018), ofiuroides (Fernández *et al.* 2019a), crinoideos (Lazo *et al.* 2020), decápodos (Andrada *et al.*, 2020; 2021), corales escleractínidos (Garberoglio *et al.*, 2020; 2021; 2022) e incrustantes (Luci *et al.*, 2019; 2021). Finalmente, las trazas fósiles también han sido objeto de recientes revisiones (Fernández y Pazos, 2015; Fernández *et al.*, 2018; 2019b).

Grupo Bajada del agrio. Formación Huitrín

En la concepción original de Groeber (1946) el Huitriniano estaba compuesto por cinco pisos: Chorreadense, Troncosense, Tosquense, Salinense y Rinconense. Ya hemos discutido la validez del Chorreadense y la inclusión del Miembro Chorreado en la Formación Agrio. En cuanto al Miembro Rincón, si bien su ubicación ha variado a lo largo del tiempo, se concuerda aquí con Leanza (2003), quien interpretó que este constituye la unidad basal de la Formación Rayoso, compuesto por areniscas rojizas de ambientes fluviales, de fuerte expresión morfológica, que cubren paraconcordantemente al Miembro Salina.

Miembro Troncoso: tradicionalmente el Miembro Troncoso ha sido dividido en una unidad inferior clástica de origen continental compuesta por depósitos fluviales y eólicos (Veiga y Vergani, 2011; Argüello Scotti y Veiga, 2015 y referencias allí citadas) y una superior

que comprende una espesa secuencia evaporítica (Gómez Figueroa *et al.*, 2011; Gabrielle, 2016 y referencias allí citadas). Leanza (2003) indicó que en la parte cuspidal de este miembro se desarrolla un tramo terrígeno de fangolitas de color oliva claro a verde oscuro, en general mal aflorado y posiblemente ausente en las secciones de Mendoza.

Recientemente fue presentada la primera edad absoluta U-Pb (LA-ICP-MS) en circones detríticos procedentes de areniscas de la Formación Huitrín, aflorantes en la provincia de Mendoza (Naipauer *et al.*, 2022). El objetivo principal de ese trabajo fue determinar las áreas de aporte sedimentario y definir la edad máxima de deposición para establecer con mayor precisión la edad de la transición marino-continental registrada en el grupo Bajada del Agrio. La muestra analizada se tomó de un perfil ubicado en las cercanías del Puesto Agua de Cabrera, en el sector noroeste de la sierra de Cara Cura (Figura 3).

Las edades U-Pb se obtuvieron de una litoarenita feldespática del Miembro Troncoso clástico. Los líticos más comunes son de origen volcánico, especialmente de rocas silíceas, destacándose la presencia de fragmentos de rocas metamórficas, cuarzo policristalino e intraclastos de rocas carbonáticas. El patrón de edades obtenido es multimodal con valores entre ca. 123 Ma y 2599 Ma, con picos de máxima frecuencia a los ca. 189, 242, 285, 476, 523 y 998 Ma. En el diagrama de frecuencia relativa se puede observar claramente que está dominado por circones del Precámbrico y Paleozoico (82%), que indican un aporte sedimentario desde el basamento ubicado en el margen oriental y sur de la cuenca, donde afloran rocas ígneas y metamórficas gondwánicas, famatinianas, pampeanas y grenvillianas (bloques de San Rafael-Las Matras y Macizo nordpatagónico). Las edades mesozoicas están subordinadas (18%), aparecen circones del Jurásico Inferior (ca. 189 Ma) que podrían provenir desde Macizo

Nordpatagónico (Complejo Volcánico Marifil).

El circón más joven de 123 ± 5 Ma es interpretado como la edad máxima de sedimentación, que indica una posible edad barremiana (GTS, Gradstein *et al.*, 2020). Este valor debe ser tomado con precaución, ya que es un solo cristal con un error elevado; sin embargo, es coherente con los nanofósiles identificados en el Miembro La Tosca en una localidad muy cercana que indican una edad barremiana temprana (Lescano *et al.*, 2021).

Miembro La Tosca: este fue descripto originalmente como Tosquense por Groeber (1946) en la sección del Arroyo Agua de La Tosca, al sur de la sierra de Cara Cura en Mendoza. Este miembro se distribuye ampliamente en la cuenca por más de 550 km en sentido norte-sur, desde la latitud de Río Palomares, en Mendoza, hasta la latitud del Arroyo Covunco, en Neuquén. Presenta un espesor promedio de 30 m y constituye una unidad litoestratigráfica de notable uniformidad litológica, de naturaleza carbonática de grano fino, que incluye wackestones, packstones esqueléticos, grainstones oolíticos y dolomías alternando con margas y lutitas yesíferas (Ramos, 1981; Legarreta, 1985; Cabaleri y Armella, 1993; Leanza, 2003; Lazo *et al.*, 2017). Sin embargo, se reconocen diferentes subambientes en un contexto de clima árido y semiárido. Los depósitos del Miembro La Tosca han sido interpretados como un cortejo de mar alto de tercer orden, conformado por dos ciclos de somerización de cuarto orden apilados con un arreglo retrogradacional (Olea *et al.*, 2011).

El contenido fosilífero de la unidad es abundante y relativamente diverso; no obstante, hasta hace unos años, no había sido objeto de estudios taxonómicos de detalle que permitiesen acotar su edad y caracterizar los paleoambientes. Desde hace unos 15 años nuevas investigaciones de campo, incluyendo levantamiento de secciones de detalle y colecta de ejemplares banco por banco, han permitido avanzar significativamente en el estado del conocimiento de las macro y microfaunas.

Las regiones analizadas hasta el momento incluyen gran parte del centro-norte de Neuquén (Caepé Malal, Puerta Curaco, Pichi Neuquén, Mina La Continental, Arroyo Coihueco, Agua de la Mula, Agrio del Medio, Bajada del Agrio, Bajada Vieja, Mina km 34) y el sur de Mendoza (Sierra de la Cara Cura y Ranquil 1).

A partir del hallazgo de foraminíferos bentónicos, ostrácodos, bivalvos cavadores, tubos de serpulidos y gastrópodos en secciones situadas en el sector centro-norte de la provincia de Neuquén se ha inferido para el Miembro La Tosca un ambiente marino marginal somero, sujeto a variaciones en la salinidad, que en ocasiones señalaría cambios en la energía y registraría, al menos en forma temporaria, un importante estrés ambiental (Ballent *et al.*, 2006). Esta información es coincidente con los análisis de microfacies realizados por Cabaleri y Armella (1993) en afloramientos del Miembro La Tosca en un área próxima a Zapala. Posteriormente, sobre la base de la fauna de bivalvos hallada en diez localidades donde afloran las sedimentitas del Miembro La Tosca en Neuquén, se advirtió que dichos moluscos presentan afinidades marinas y no de agua dulce como previamente se había sostenido (Lazo y Damborenea, 2011).

A partir del trabajo de Lazo *et al.* (2015) se dieron a conocer las macrofaunas bentónicas de nuevas secciones (Quebrada del Gastrópodo y Ranquil 1), lo que dio inicio a una serie de estudios paleontológicos del Miembro La Tosca en el sur de Mendoza. Es en una de estas localidades donde se destaca el primer registro de nanofósiles calcáreos (Lescano *et al.*, 2015) (Figura 4).

Lazo *et al.* (2017) realizaron un análisis de las controversias paleontológicas asociadas a esta unidad y describieron el recorrido histórico del estudio de los invertebrados fósiles del Miembro La Tosca sobre la base de una exhaustiva revisión bibliográfica. Los autores señalaron que algunas de las controversias paleontológicas mencionadas se deben a determinaciones taxonómicas erróneas, con consecuentes equivocaciones en la interpretación paleoambiental, o bien, a confusión en la precedencia del material asignado a diferentes unidades litoestratigráficas. Además, reconocieron la presencia de bivalvos, gastrópodos, serpulidos y briozoos en las localidades del sur de Mendoza mencionadas, que incluyen el primer registro de trigonias y briozoos cyclostomados. Concluyeron que la composición taxonómica y la abundancia relativa de la fauna difieren fuertemente de aquellas localidades situadas en Neuquén, donde los bivalvos son mucho más abundantes y diversos que los gastrópodos, y están ausentes las trigonias y los serpulidos.

Los foraminíferos bentónicos de la sección Quebrada del Gastrópodo fueron dados a conocer en Caramés *et al.* (2019), mientras que Cataldo *et al.* (2019) analizaron la abundante fauna macrobentónica de las secciones Quebrada del Gastrópodo y Ranquil 1, escasa o ausente en los afloramientos de Neuquén. En este último trabajo se proporcionaron revisiones y descripciones de nuevas especies de gastrópodos, bivalvos y serpulidos. Asimismo, con el fin de evaluar los cambios observados en el contenido faunístico, se realizó un análisis paleoecológico combinando estimaciones de diversidad y se evaluó la paleoautoecología de la fauna, diferenciándose tres asociaciones macrobentónicas. Los autores sugieren una reducción del estrés ambiental de base a techo y mientras que las dos primeras asociaciones indicarían ambientes con parámetros fluctuantes, la tercera sugeriría una mayor estabilidad. Los taxones eurihalinos dominan sobre los estenohalinos, que son escasos o no son reconocidos en los dos tercios inferiores de la sucesión estratigráfica. El estrés ambiental se vincularía con variaciones de salinidad de alta frecuencia, especialmente para las dos primeras asociaciones en los cuales se postulan desviaciones temporales del régimen eurihaliño hacia condiciones meso-braquihalinas y braquihalinas.

Recientemente, Lescano *et al.* (2021) describieron en detalle los nanofósiles calcáreos y foraminíferos encontrados en las dos secciones de Mendoza previamente mencionadas. Sobre la base de este estudio y, en particular, por la presencia de *Diloma galiciense* se acotó la edad del Miembro La Tosca al Barremiano temprano. Además, teniendo en cuenta un conjunto de foraminíferos bentónicos calcáreos hallados en un nivel de margas de la sección Quebrada del Gastrópodo se interpretó un paleoambiente de rampa interna-media de alta energía, aguas superficiales mesotróficas, agua de fondo con cantidades suficientes de oxígeno, que permitieron

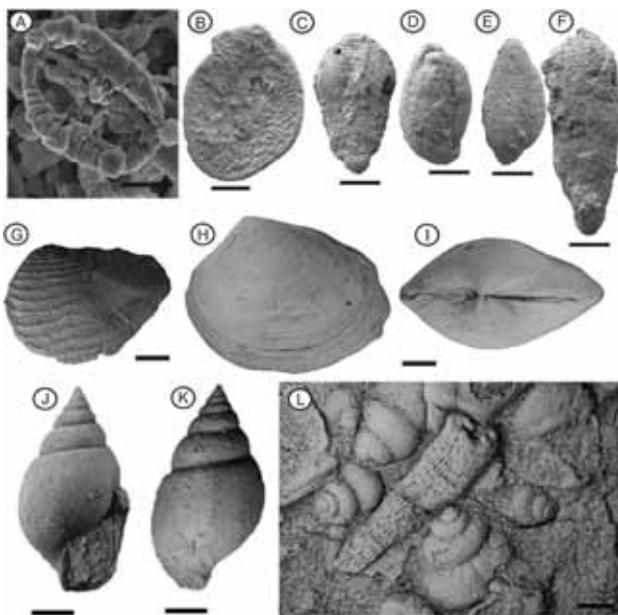


Figura 4. Nano, micro y megafósiles del Miembro La Tosca. A. Nanofósil calcáreo: *Diloma galiciense*, Bergen, imagen SEM, escala 1 μm . B-F, Foraminíferos: B. *Patellina subcretacea*, Cushman y Alexander. C. *Lingulina cf. loryi* (Berthelin). D. *Quinqueloculina sp.* E. *Eoguttulina anglica*, Cushman y Ozawa. F. *Lingulina sp.*, escalas 100 μm . G-I: Bivalvos: G. *Rutitrigonia cintarojensis*, Cataldo *et al.* (2019) H-I. *Argenticyprina mulensis*, Lazo y Damborenea. escalas 5 mm. J-L: Gastrópodos: J-K. *Paleoanculosa macrochilinoides* (Doello Jurado), escalas 5 mm. L. *Provalvata minor*, Cataldo *et al.* junto a un fragmento de briozoo, escala 1 mm (para más detalles véase Cataldo *et al.*, 2019; Lazo y Damborenea, 2011; Lescano *et al.*, 2021).

la existencia de foraminíferos epifaunales, infaunales potencialmente profundos e infaunales someros, y un nivel redox cercano a la interfaz agua-sedimento. Considerando la interpretación ambiental previa para esta facies como un lagoon marino de baja energía, y que los foraminíferos exhiben señales de abrasión y rotura de las últimas cámaras que apuntarían a un transporte lateral, el escenario mencionado no correspondería a un ambiente completamente restringido, sino que habría existido alguna comunicación con el ambiente marino normal abierto.

La ausencia de otros fósiles guías típicos del Cretácico, como amonoides o inocerámidos, conjuntamente con la carencia de dataciones absolutas en esta unidad, impiden definir con precisión la edad de la regresión final del océano Pacífico en la cuenca. Sin embargo, la presencia de nanofósiles biomarcadores permite inferir que hasta el Barremiano temprano habría persistido una conexión con el Paleo-Pacífico. Futuros estudios que incorporen nuevas secciones del Miembro La Tosca, especialmente en Mendoza, permitirán avanzar y comprender mejor las variaciones que presenta la unidad en términos de facies y contenido paleontológico, a la vez que facilitarán una reconstrucción paleoambiental de mayor fidelidad de esta importante unidad marina de la cuenca Neuquina.

Miembro Salina y Formación Rayoso: estas unidades no se tratan en esta contribución. Los datos están en proceso por nuestro grupo de trabajo y quedarán para futuras actualizaciones.

Conclusiones

Esta síntesis del ciclo Ándico presentó las novedades geocronológicas relacionadas con sus diferentes unidades. Estas edades U-Pb en circones mediante diferentes métodos han permitido datar con precisión las secuencias, en especial el límite entre las formaciones Tordillo y Vaca Muerta en 147 y 146 Ma; la Formación Agrio, que queda comprendida entre 132 y 126 Ma, y el Miembro Troncoso de la Formación Huitrín con una edad de 123 Ma, complementadas mediante estudios bioestratigráficos y astrocronológicos. La edad barremiana de esta unidad se ve parcialmente corroborada por los fósiles indudablemente marinos del Miembro La Tosca con trigónidos y foraminíferos y con nanofósiles barremianos tempranos. Las conexiones pacíficas han permanecido hasta la deposición de la Formación Huitrín. Nuevas investigaciones que actualmente se encuentran en proceso en el Grupo Bajada del Agrio permitirán obtener precisiones sobre estas correlaciones.

Referencias bibliográficas

- Aguirre-Urreta, M. B. y Rawson, F. 1997. The ammonite sequence in the Agrio Formation (Lower Cretaceous), Neuquén Basin, Argentina. *Geological Magazine*, 134, 449-458.
- Aguirre-Urreta, M. B., Rawson, F., Concheyro, G. A., Bown, R. y Ottone, E. G. 2005. Lower Cretaceous Biostratigraphy of the Neuquén Basin. En Veiga, G.D. (eds.), *The Neuquén basin: a case study in sequence stratigraphy and basin dynamics*. *Geological Society London*, Special Publication, 252, 57-81.
- Aguirre-Urreta, B., Lescano, M., Schmitz, M.D., Tunik, M., Concheyro, A., Rawson, F., Ramos, V. A. 2015. Filling the gap: new precise Early Cretaceous radioisotopic ages from the Andes. *Geological Magazine*, 152, 557-564.
- Aguirre-Urreta, B., Schmitz, M., Lescano, M., Tunik, M., Rawson, F., Concheyro, A., Buhler, M. y Ramos, V. A. 2017. A high precision U-Pb radio-isotopic age for the Agrio Formation, Neuquén Basin, Argentina: implications for the chronology of the Hauterivian Stage. *Cretaceous Research*, 75, 193-204.
- Aguirre-Urreta, B., Naipauer, M., Lescano, M., López-Martínez, R., Pujana, I., Vennari, V., Concheyro, A., De Lena, L. F. y Ramos, V. A. 2019a. The Tithonian chrono-biostratigraphy of the Neuquén Basin and related Andean areas: a review and update. *Journal of South American Earth Sciences*, 92, 350-367.
- Aguirre-Urreta, B., Martínez, M., Schmitz, M., Lescano, M., Omarini, J., Tunik, M., Kuhnert, H., Concheyro, A., Rawson, F., Ramos, V. A., Reboulet, S., Noclinh, N., Frederichs, T., Nickl, A. L. y Pálíke, H. 2019b. Interhemispheric radio-astrochronological calibration of the time scales from the Andean and the Tethyan areas in the Valanginian-Hauterivian (Early Cretaceous). *Gondwana Research*, 70, 104-132.
- Alberti, M., Parent, H., Garrido, A. C., Andersen, N., Garbe-Schönberg, D. y Danise, S. 2020. Stable isotopes (^{13}C , ^{18}O) and element ratios (Mg/Ca, Sr/Ca) of Jurassic belemnites, bivalves and brachiopods from the Neuquén Basin (Argentina): challenges and opportunities for palaeoenvironmental reconstructions. *Journal of the Geological Society*, 178, JGS2020-163.
- Andrada, A. M., Bressan, G. S. y Lazo, D. G. 2020. Taphonomic analysis of decapod-bearing concretions and their associated trace fossils from the Agrio Formation (Lower Cretaceous, Neuquén Basin), with paleobiological implications for axiid shrimps. *Revista de la Asociación Geológica Argentina*, 77, 366-383.
- Andrada, A. M., Lazo, D. G., Bressan, G. S. y Aguirre Urreta, M. B. 2021. Revision of the genus *Protaxius* (Decapoda, Axiidea, Axiidae),

- with description of a new species from the Lower Cretaceous of west-central Argentina. *Cretaceous Research*, 130, 105053.
- Argüello Scotti, A. y Veiga, G. D., 2015. Morphological characterization of an exceptionally preserved eolian system: The Cretaceous Troncoso Inferior Member in the Neuquén Basin (Argentina). *Latin American Journal of Sedimentology and Basin Analysis*, 22, 29-46.
- Ballent, S., Lazo, D. G., Pazos, J. y Concheyro, A. 2006. Avances en la paleontología del Miembro La Tosca de la Formación Huitrín (Cretácico Inferior), Cuenca Neuquina, Argentina. 9° Congreso Argentino de Paleontología y Bioestratigrafía (Córdoba), Actas, 213.
- Bralower, T. J., Monechi, S. y Thierstein, H. R. 1989. Calcareous nanofossil zonation of the Jurassic- Cretaceous boundary interval and correlation with the geomagnetic polarity timescale. *Marine Micropaleontology*, 14, 153-235.
- Buatois, L. y Echevarría, C. 2019. Ichnofabrics from a Cretaceous eolian system of western Argentina: expanding the application of core ichnology to desert environments. *Palaíos*, 34, 190-211.
- Cabaleri, N. y Armella, C. 1993. *Microfacies y modelo deposicional del miembro La Tosca (Albiano), Formación Huitrín, en el área de Pampa de la Cueva y cerro Campana, Zapala, provincia del Neuquén. 12o Congreso Geológico Argentino, 2° Congreso de Exploración de Hidrocarburos, Actas 1, 241-248.*
- Campos, L., Fernández, M. S., Herrera, Y. y Garrido A. 2021. Morphological disparity in the evolution of the ophthalmosaurid forefin: new clues from the Upper Jurassic of Argentina, *Papers in Palaeontology* 7, 1995-2020.
- Capelli, I. A., Scasso, R. A., Spangenberg, J. E., Kietzmann, D. A., Cravero, F., Duperrón, M. y Adatte, T. 2021. Mineralogy and geochemistry of deeply-buried marine sediments of the Vaca Muerta-Quintuco system in the Neuquén Basin (Chacay Melehue section), Argentina: Paleoclimatic and paleoenvironmental implications for the global Tithonian-Valanginian reconstructions. *Journal of South American Earth Sciences* 107, 103103.
- Caramés, A., Cataldo, C. S., Lazo, D. G., Luci, L., Lescano, M. y Aguirre-Urreta, M. B. 2019. Nuevos hallazgos de foraminíferos bentónicos en el Miembro La Tosca de la Formación Huitrín (Barremiano, Cuenca Neuquina) en el sur de Mendoza y su significado paleoambiental. *Publicación Electrónica de la Asociación Paleontológica Argentina*, 19R, R39.
- Casellato, C. E. y Erba, E. 2021. Reliability of calcareous nanofossil events in the Tithonian-early Berriasian time interval: Implications for a revised high-resolution zonation. *Cretaceous Research* 117, 104611.
- Cataldo, C. S. 2017. New records of marine gastropods from the Lower Cretaceous of west-central Argentina. *Ameghiniana* 54, 405-440.
- Cataldo, C. S. y Lazo, D.G. 2016. Taxonomy and paleoecology of a new gastropod fauna from dysoxic outer ramp facies of the Lower Cretaceous Agrio Formation, Neuquén Basin, west-central Argentina. *Cretaceous Research* 57, 165-189.
- Cataldo, C. S. y Vennari, V. V. 2021. Nuevos datos sobre la fauna de gastrópodos tithoniano-berriasianos de la Formación Vaca Muerta en el sur de Mendoza. 12° Congreso de la Asociación Paleontológica Argentina (Buenos Aires), Resúmenes, R144.
- Cataldo, C., Lazo, D. G., Luci, L. y Aguirre-Urreta, B. 2019. New Barremian macroinvertebrates associations from the Huitrín Formation, Mendoza Province (Argentina) and their paleoecological implications. *Ameghiniana* 56, 441-470.
- Charrier, R., Pinto, L. y Rodríguez, M. 2007. Tectonostratigraphic evolution of the Andean Orogen in Chile. En Gibbonds, W. y Moreno, T. (eds.). *The Geology of Chile. Geological Society London, Special Publication*, 21-116.
- Comerio, M., Fernández, D. E. y Pazos, J. 2018. Sedimentological and ichnological characterization of muddy storm related deposits: The upper Hauterivian ramp of the Agrio Formation in the Neuquén Basin, Argentina. *Cretaceous Research* 85, 78-94.
- Comerio, M., Fernández, D. E., Gutiérrez, Ballivián Justiniano, C., González Estebenet, M. C. y Pazos, J. 2019. Sedimentary evolution of the marine Agua de la Mula Member (Agrio Formation, Lower Cretaceous) in the central Neuquén Basin: Source areas and paleogeographic considerations from a distal setting. *Journal of South American Earth Sciences* 96, 102259.
- Comerio, M., Fernández, D. E., Rendtorff, N., Cipollone, M., Zalba, E. y Pazos, J. 2020. Depositional and postdepositional processes of an oil-shale analog at the microstructure scale: The Lower Cretaceous Agrio Formation, Neuquén Basin, northern Patagonia. *AAPG Bulletin* 104, 1679-1705.
- Concheyro, A. G., Angelozzi, G. y Ronchi, D. 2007. *Microfósiles calcáreos del límite Jurásico-Cretácico de la cuenca Neuquina, 3° Simposio Argentino Jurásico, Ameghiniana (suplemento resúmenes) 44, 55R.*
- Coria, R., Currie, Ortega, F. y Baiano, M. 2020. An Early Cretaceous, medium-sized carcharodonto-saurid theropod (Dinosauria, Saurischia) from the Mulichinco Formation (upper Valanginian), Neuquén Province, Patagonia, Argentina. *Cretaceous Research* 111, 104319.
- Damborenea, S. E. y Leanza, H. 2016. Huncalotis, an enigmatic new pectinoid genus (Bivalvia, Late Jurassic) from South America, *Paläontologische Zeitschrift* 2016, 1-20.
- Desjardins, Leanza, H., Fantín, M., Kietzmann, D., Marchal, D., Reijnenstein, H., González Tomassini, F., Rodríguez Schelotto, M., Domínguez, R., Wegner, R. y Vallejo, M. 2017. Geología de la Formación Vaca Muerta, 20° Congreso Geológico Argentino (San Miguel de Tucumán), Simposio 5, 1-190.
- Echevarría, J., Damborenea, S. E. y Manceñido, M. O. 2012. Palaeodemecological Analysis of infaunal bivalves "Lebensspuren" from the Mulichinco Formation, Lower Cretaceous, Neuquén Basin, Argentina. *Ameghiniana*, 49, 47-59.
- Espinoza, D. N., 2020. Geomechanical properties of the Vaca Muerta Formation. 2° International Conference on Energy Geotechnics, E3S Web of Conferences, 205, 03013, 1-5.
- Fernández, D. E. y Pazos, J. 2015. Ichnological research in Lower Cretaceous marginal-marine facies from Patagonia: outcrop studies, SEM examinations and paleontological/sedimentological integration. *Neues Jahrbuch für Geologie und Paläontologie-Abhandlungen*, 277, 177-188.
- Fernández, D.E., Comerio, M. y Pazos, J., 2018. Nereites in Lower Cretaceous marginal-marine facies from Patagonia: Ichnotaxonomic and ethological implications. *Cretaceous Research* 81, 51-63.
- Fernández, D. E., Comerio, M., Giachetti, L. M., Pazos, J. y Wetzel, A., 2019b. Asteroid trace fossils from Lower Cretaceous shallow-to marginal-marine deposits in Patagonia. *Cretaceous Research* 93, 120-128.
- Fernández, D. E., Giachetti, L. M., Stöhr, S., Thuy, B., Pérez, D. E., Comerio, M. y Pazos, J. 2019a. Brittle stars from the Lower Cretaceous of Patagonia: first ophiuroid articulated remains for the Mesozoic of South America. *Andean Geology*, 46, 421-432.
- Fernández, M.S., Herrera, Y., Vennari, V.V., Campos, L., de la Fuente, M., Talevi, M. y Aguirre-Urreta, B., 2019. Marine reptiles from the Jurassic/Cretaceous transition at the High Andes, Mendoza, Argentina. *Journal of South American Earth Sciences*, 92, 658-673.
- Fernández Badessich, M., Hryb, D. E., Suarez, M., Mosse, L., Palermo, N., Pichon, S. y Reynolds, L., 2016. Vaca Muerta shale - Taming a giant. *Oilfield Review* 28, 26-39.
- Gabrielle, N. A. 2016. Evapofacies del Miembro Troncoso Superior de la Formación Huitrín (Cretácico Inferior, Cuenca Neuquina, Argentina): paleoambientes, evolución y controles. *Latin American Journal of Sedimentology and Basin Analysis* 23, 35-69.
- Garberoglio, R. M., Löser, H. y Lazo, D. G. 2020. Lower Cretaceous corals from the Agrio Formation, Neuquén Basin, west-central Argentina: Family Actin astraeidae. *Cretaceous Research* 114, 104503.
- Garberoglio, R. M., Löser, H. y Lazo, D.G. 2021. Lower Cretaceous corals from the Agrio Formation, Neuquén Basin, west-central Argentina: Family Columastreaeidae. *Cretaceous Research* 124, 104817.
- Garberoglio, R. M., Löser, H. y Lazo, D. G. 2022. Lower Cretaceous

- corals from the Agrio Formation, Neuquén Basin, west-central Argentina: Families Latomeandridae, Madreporidae, Thamnasteriidae, and Holocoenia Grou. *Cretaceous Research* 135, 105195.
- Gasparini, Z. y Fernández, M. S., 2011. Reptiles marinos mesozoicos. En Leanza, H.A. et al. (eds.), *Relatorio, 18° Congreso Geológico Argentino*. Asociación Geológica Argentina, 529-538.
- Gasparini, Z., Fernández, M., de la Fuente, M., Herrera, Y., Cordoniu, L. y Garrido, A. 2015. Reptiles from lithographic limestones of the Los Catutos Member (middle-upper Tithonian), Neuquén Province, Argentina: an essay on its taxonomic composition and preservation in an environmental and geographic context. *Ameghiniana* 52, 1-28.
- Giachetti, L. M., Fernández, D. E. y Comerio, M. 2020. Analysis of Asteriacites von Schlotheim 1820 from Mulichinco Formation (Lower Cretaceous, Neuquén Basin) and ichnotaxonomic implications. *Revista de la Asociación Geológica Argentina* 77, 384-401.
- Gnaedinger, S., Coria, R., Koppelhus, E., Casadío, S., Tunik, M. y Currie, 2017. First Lower Cretaceous record of Podocarpaceae wood associated with dinosaur remains from Patagonia, Neuquén Province, Argentina. *Cretaceous Research* 78, 228-239.
- Gómez Dacal, A. R., Gómez Peral, L. E., Spalletti, L. A., Sial, A. N., Siccardi, A. y Poiré, D. G. 2018. First record of the Valanginian positive carbon isotope anomaly in the Mendoza shelf, Neuquén Basin, Argentina: Palaeoclimatic implications. *Andean Geology*, 45, 111-129.
- Gómez Figueroa, J., Monardez, Ch. y Balod, M. 2011. El Miembro Troncoso Superior de la Formación Huitrín (Cretácico Temprano). En Leanza, H.A. et al. (eds.), *Relatorio, 18° Congreso Geológico Argentino*. Asociación Geológica Argentina, 189-198.
- González, G., Vallejo, D., Kietzmann, D.A., Marchal, D., Desjardins, Gonzalez Tomassini, F., Gomez Rivarola, L. y Dominguez, F. 2016. Transecta Regional de la Formación Vaca Muerta, Integración de sísmica, registros de pozos, coronas y afloramientos. IAPG-AGA, 252.
- Gouiric-Cavalli, S. y Arratia, G., 2022. A new Pachycormiformes (Actinopterygii) from the Upper Jurassic of Gondwana sheds light on the evolutionary history of the group. *Journal of Systematic Palaeontology*, DOI: 10.1080/14772019.2022.2049382
- Gouiric-Cavalli, S. y Cione, A.L., 2015. Fish faunas from the Late Jurassic (Tithonian) Vaca Muerta Formation of Argentina: one of the most important Jurassic marine ichthyofaunas of Gondwana. *Journal of South American Earth Sciences* 63, 114-124.
- Gouiric-Cavalli, S., Cione, A. L., Lazo, D. G., Cataldo, C. S. y Aguirre-Urreta, M. B. 2018. First record of elasmobranchs of the Lower Cretaceous of Argentina (Neuquén Basin). *Cretaceous Research* 81, 1-8.
- Gouiric-Cavalli, S., Remírez, M. y Kriwet, J. 2019. New pycnodontiform fishes (Actinopterygii, Neopterygii) from the Early Cretaceous of the Argentinian Patagonia. *Cretaceous Research* 94, 45-58.
- Gradstein, F.M, Ogg, J.G., Schmitz, M.D. y Ogg, G.M., 2020. Geologic Time Scale 2020. *Elsevier*, 1357.
- Groeber. 1929. Líneas fundamentales de la geología del Neuquén, sur de Mendoza y regiones adyacentes. Dirección Nacional de Geología y Minería, Publicación 58, 1-109.
- Groeber. 1946. Observaciones geológicas a lo largo del meridiano 70, 1, Hoja Chos Malal. *Revista de la Sociedad Geológica Argentina* 1, 177-208.
- Groeber, Stipanovic, N. y Mingramm, A.G. 1953. Jurásico. En Geografía de la Argentina. *Sociedad Argentina de Estudios Geográficos GAEA* 2, 143-347.
- Gulisano, C. A. 1988. Análisis estratigráfico y sedimentológico de la Formación Tordillo en el oeste de la provincia del Neuquén, Cuenca Neuquina, Argentina. Tesis Doctoral Facultad de Ciencias Exactas y Naturales, Universidad de Buenos Aires (inédita), 119
- Gulisano, C.A., Gutierrez Pleimling, A.R., y Digregorio, R.E. 1984, Análisis estratigráfico del intervalo Tithoniano-Valanginiano (Formaciones Vaca Muerta, Quintuco y Mulichinco) en el suroeste de la provincia de Neuquén. IX Congreso Geológico Argentino (Bariloche), Actas 1, 221-235.
- Gutiérrez Pleimling, A., Olea, G. Suárez, M. y Valenzuela, M. 2011. El Miembro Chorreado de la Formación Huitrín (Cretácico Temprano). En Leanza, H.A. et al. (eds.), *Geología y Recursos Naturales de la Provincia del Neuquén, Relatorio 18° Congreso Geológico Argentino*. Asociación Geológica Argentina, 175-180.
- Herrera, Y., Fernández, M.S. y Vennari, V.V. 2021. Cricosaurus (Thalattosuchia, Metriorhynchidae) survival across the J/K boundary in the High Andes (Mendoza Province, Argentina). *Cretaceous Research* 118, 104673.
- Horton, B.K., Fuentes, F., Boll, A., Starck, D., Ramirez, S.G. y Stockli, D.F. 2016. Andean stratigraphic record of the transition from backarc extension to orogenic shortening: A case study from the northern Neuquén Basin, Argentina. *Journal of South American Earth Sciences* 71, 17-40.
- Iñigo, J.F., Pazos, J., Novara, M.E. y Comerio, M. 2019. The Lower Cretaceous Centenario Formation: A subsurface unit in the northeastern border of the Neuquén Basin revisited. *Journal of South American Earth Sciences* 92, 598-608.
- Kietzmann, D.A. 2017. Chitinoideidells from the Tithonian-Valanginian Vaca Muerta Formation, Neuquén Basin, Argentina. *Journal of South American Earth Sciences* 76, 152-164.
- Kietzmann, D.A. y Paulin, S.M. 2019. Cyclostratigraphy of an upper Valanginian - lower Hauterivian mixed siliciclastic-carbonate ramp succession (Pilmatué Member of the Agrio Formation), Loma La Torre section, northern Neuquén Basin, Argentina. *Cretaceous Research*, 98, 26-46.
- Kietzmann, D.A. y Olivo, M.S. 2020. Palaxius chosmalalensis n. sp. is a new crustacean microcoprolite from the Lower Cretaceous of Argentina and new criteria for the classification of Palaxius ichnospecies. *Revista de la Asociación Geológica Argentina*, 77, 353-365.
- Kietzmann, D., Martín Chivelet, J., Palma, R., López Gómez, J., Lescano, M. y Concheyro, A. 2011. Evidence of precessional and eccentricity orbital cycles in a Tithonian source rock: the mid-outer carbonate ramp of the Vaca Muerta Formation, northern Neuquén Basin, Argentina. *AAPG Bulletin* 95, 1459-1474.
- Kietzmann, D.A., Palma, R.M. e Iglesia Llanos, M. 2015. Cyclostratigraphy of an orbitally-driven Tithonian-Valanginian carbonate ramp succession, Southern Mendoza, Argentina: Implications for the Jurassic-Cretaceous boundary in the Neuquén Basin. *Sedimentary Geology* 315, 29-46.
- Kietzmann, D.A., Iglesia-Llanos, M. y Kohan Martínez, M. 2018. Astronomical calibration of the Upper Jurassic-Lower Cretaceous in the Neuquén Basin, Argentina: a contribution from the Southern Hemisphere to the Geologic Time Scale. En Montenari, M. (ed.), *Stratigraphy & Timescales 3*. Elsevier, 328-355.
- Kietzmann, D.A., Iglesia Llanos, M., Tomassini, F.G., Noguera, I.L., Vallejo, D. y Reijenstein, H. 2021. Upper Jurassic-Lower Cretaceous calpionellid zones in the Neuquén Basin (Southern Andes, Argentina): correlation with ammonite zones and biostratigraphic synthesis. *Cretaceous Research*, 127, 104950.
- Lanz, M., Azmy, K., Cesaretti, N. y Fortunatti, N. 2020. Diagenesis of the Vaca Muerta Formation, Neuquén Basin: evidence from petrography, microthermometry and geochemistry. *Marine and Petroleum Geology* 124, 104769.
- Lazo, D.G., Bressan, G.S., Schwarz, E. y Veiga, G.D. 2020. First articulated stalked crinoids from the Mesozoic of South America: two new species from the Lower Cretaceous of the Neuquén Basin, west-central Argentina. *Journal of Paleontology* 94, 716-733.
- Lazo, D.G. y Damborenea, S.E. 2011. Barremian bivalves from the Huitrín Formation, west central Argentina: taxonomy and paleoecology of a restricted marine association. *Journal of Paleontology* 85, 721-749.
- Lazo, D.G., Cataldo, C.S., Luci, L. y Aguirre-Urreta, M.B. 2015. Quebrada del Gastrópodo: una nueva localidad fosilífera del Miembro La Tosca de la Formación Huitrín en la Sierra de Cara Cura, Mendoza. *Reunión de Comunicaciones de la APA (Mar del Plata), Actas*, 2.
- Lazo, D.G., Cataldo, C.S., Luci, L., Vennari, V., Toscano, A.G., Aguirre-Urreta, M.B. 2016. Macrofaunas bentónicas del Berriasiano-Valanginiano inferior de la Sierra de Cara Cura, Mendoza. 11° Congreso de la Asociación Paleontológica Argentina (Roca), *Ameghiniana* 54 (4R), 30.
- Lazo, D.G., Cataldo, C.S., Luci, L. y Aguirre-Urreta, B. 2017. Groeber y los invertebrados fósiles del Miembro La Tosca, Cretácico Inferior de

- la Cuenca Neuquina: una historia de controversias paleontológicas. *Revista de la Asociación Geológica Argentina*, 74, 19-39.
- Lazo, D.G., Talevi, M., Cataldo, C.S., Aguirre-Urreta, M.B. y Fernández, M.S. 2018. Description of ichthyosaur remains from the Lower Cretaceous Agrio Formation (Neuquén Basin, west-central Argentina) and their paleobiological implications. *Cretaceous Research* 89, 8-21.
- Leanza, H.A. 1992. Estratigrafía del Paleozoico y Mesozoico anterior a los Movimientos Intermálmicos en la comarca del Cerro Chachil, provincia del Neuquén. *Revista de la Asociación Geológica Argentina* 45, 272-299.
- Leanza, H.A. 2003. Las sedimentitas huitrinianas y rayosianas (Cretácico inferior) en el ámbito central y meridional de la cuenca Neuquina, Argentina. *Servicio Geológico Minero Argentino, Serie de Contribuciones Técnicas - Geología* 2, 1-31.
- Leanza, H.A. y Hugo, C.A. 2001. Hoja Geológica Zapala, Hoja 3969-I. *Servicio Geológico Minero Argentino, Boletín*, 1-128.
- Leanza, H.A., Vennari, V.V., Aguirre-Urreta, B., Concheyro, A., Lescano, M., Ivanova, D., Kietzmann, D.A., López-Martínez, R., Martz, A., Paolillo, M.A., Guler, V., Pujana, I. y Paz, M. 2020. Relevant marine paleobiological markers of the Vaca Muerta Formation. *AAPG Memoir*, 121, 61-98.
- Legarreta, L. 1985. Análisis estratigráfico de la Formación Huitrín (Cretácico Inferior). Provincia de Mendoza. Tesis Doctoral, Facultad de Ciencias Exactas y Naturales, Universidad Buenos Aires, 197 Inédita.
- Legarreta, L. y Gulisano, C.A. 1989. Análisis estratigráfico secuencial de la Cuenca Neuquina (Triásico superior-Terciario inferior, Argentina). En Chebli, G. y Spalletti, L. (eds.), *Cuencas Sedimentarias Argentinas. Serie Correlación Geológica* 6, 221-243.
- Legarreta, L. y Uliana, M.A., 1999. *El Jurásico y Cretácico de la Cordillera Principal y la Cuenca Neuquina. En Caminos, R. (ed.), Geología Argentina, Instituto de Geología y Recursos Minerales, Anales* 29, 399-432.
- Legarreta, L. y Villar, H.J. 2015. The Vaca Muerta Formation (Late Jurassic - Early Cretaceous), Neuquén Basin, Argentina: Sequences, Facies and Source Rock Characteristics. *URTEC* 2015, 1-15, Texas.
- Lena, L., López-Martínez, R., Lescano, M., Aguirre-Urreta, B., Concheyro, A., Vennari, V., Naipauer, M., Samankassou, E., Pimentel, M., Ramos, V.A y Schaltegger, U. 2019. High-precision U-Pb ages in the early Tithonian to early Berriasian and implications for the numerical age of the Jurassic-Cretaceous boundary. *Solid Earth* 10, 1-14.
- Lescano, M. y Concheyro, A. 2014. Nanocónidos del Grupo Mendoza (Cretácico Inferior) en la Provincia del Neuquén, República Argentina: Taxonomía, Cronoestratigrafía e Implicancias Paleogeográficas. *Ameghiniana* 51, 466-499.
- Lescano, M.A., Lazo, D.G., Cataldo, C.S., Aguirre-Urreta, M.B. y Concheyro, A. 2015. Primer hallazgo de nanofósiles calcáreos en el Miembro La Tosca, Formación Huitrín, Sierra de Cara Cura, Mendoza. *Reunión de Comunicaciones de la Asociación Paleontológica Argentina (Mar del Plata), Resúmenes*, 71-72.
- Lescano, M.A., Caramés, A. Concheyro, A., Cataldo, C.S., Lazo, D.G., Luci, L. y Aguirre-Urreta, M.B. 2021. Early Cretaceous calcareous nanofossils and foraminifera from the Huitrín Formation (La Tosca Member), Neuquén Basin, Argentina, and their biostratigraphic and paleoecological implications. *Journal of South American Earth Sciences*, 112, 103538.
- López-Gómez, J., Martín Chivelet, J. y Palma Durán, R., 2009. Architecture and development of the alluvial sediments of the Upper Jurassic Tordillo Formation in the Cañada Ancha Valley, northern Neuquén Basin, Argentina. *Sedimentary Geology*, 219, 180-195.
- López-Martínez, R., Aguirre-Urreta, B., Lescano, M., Concheyro, A., Vennari, V. y Ramos, V.A., 2017. Tethyan calpionellids in the Neuquén Basin (Argentine Andes), their significance in defining the Jurassic/Cretaceous boundary and pathways for Tethyan-Eastern Pacific connections. *Journal of South American Earth Sciences*, 78, 1-10.
- Luci, L. y Lazo, D.G. 2012. The genus Steinmanella Crickmay (Bivalvia) in the transition between the Vaca Muerta and Mulichinco formations, early Valanginian. Neuquén Basin, Argentina. *Ameghiniana*, 49, 96-117.
- Luci, L. y Lazo, D.G., 2015. Living on an island: characterization of the encrusting fauna of large pectinid bivalves from the Lower Cretaceous of the Neuquén Basin, west-central Argentina. *Lethaia*, 48, 205-226.
- Luci, L., Toscano, A.G. y Lazo, D.G. 2019. Palaeoecological analysis of a sclerobiont fauna on a single basibiont across the Valanginian of the Neuquén Basin, west-central Argentina. *Lethaia*, 52, 523-549.
- Luci, L., Garberoglio, R.M., Lazo, D.G. y Manceñido, M.O. 2021. Sclerobionts on soft-bottom, freelifving Stylomaendra Fromental corals from the Lower Cretaceous Agrio Formation, Neuquén Basin, Argentina: paleobiological. Implications for umbrella-shaped colonies. *Historical Biology*, 33, 3542-3560.
- Marchal, D., Domínguez, R. F., Leanza, H. A. y Kietzmann, D. 2018. Geología de la Formación Vaca Muerta. *Revista de la Asociación Geológica Argentina*, 75, 175-295.
- Marchese, H.G. 1971. Litoestratigrafía y variaciones faciales de las sedimentitas mesozoicas de la Cuenca Neuquina, Prov. de Neuquén, Argentina. *Revista de la Asociación Geológica Argentina*, 26, 343-410.
- Marin, L.S., Vennari, V.V., Lescano, M., Aguirre-Urreta, B. 2022. First record of Bochianites neocomiensis (D'Orbigny) in Argentina and associated calcareous nanofossils bioevents: strengthening the early Valanginian correlation of the Andes with the Mediterranean Tethys, 11^o Cretaceous Symposium, Varsovia.
- Marin, L.S., Vennari, V.V. y Aguirre-Urreta, B. 2021. El género Cuyanicerias (Ammonoidea, Neocomitidae) en la cuenca Neuquina: análisis de la variabilidad intraespecífica y el dimorfismo sexual. *Publicación Electrónica de la APA* 22, R1, R148-R149.
- Martínez, L. y Olivo, M. 2015. Tempskyia in the Valanginian of South America (Mulichinco Formation, Neuquén Basin, Argentina) — Systematics, palaeoclimatology and palaeoecology. *Review of Palaeobotany and Palynology* 219, 116-131.
- Mescua, J.F., Giambiagi, L.B. y Bechis, F. 2008. Evidencias de tectónica extensional en el Jurásico Tardío (Kimmeridgiano) del suroeste de la provincia de Mendoza. *Revista de la Asociación Geológica Argentina* 63, 512-519.
- Milla Carmona, S., Lazo, D.G. y Soto, I. 2016. Giving taxonomic significance to morphological variability in the bivalve Ptychomya Agassiz. *Palaeontology* 59, 139-154.
- Milla Carmona, S., Lazo, D.G. y Soto, I. 2017. Taxonomy of the bivalve Ptychomya in the Lower Cretaceous of the Neuquén Basin (west-central Argentina). *Papers in Palaeontology* 3, 219-240.
- Milla Carmona, S., Lazo, D.G. y Soto, I. 2018. Morphological evolution of the bivalve Ptychomya through the Lower Cretaceous of Argentina. *Paleobiology* 44, 1-17.
- Milla Carmona, S., Lazo, D.G. y Soto, I. 2022. Ontogeny in the steinmanellines (Bivalvia: Trigonidae): an intra- and interspecific appraisal using the Early Cretaceous faunas from the Neuquén Basin as a case study. *Paleobiology* 48, 261-283.
- Minisini, D., Fantín, M., Lanusse Noguera, I. y Leanza, H.A., 2020. Integrated geology of unconventional: The case of the Vaca Muerta Play, Argentina. *AAPG Memoir* 121, 5-54.
- Moore, S.A., Birgenheier, L., Greb, M.D., Minisini, D., Tunik, M. y Omarini, J. 2020. Facies heterogeneity and source potential of carbonate-mudstone-dominated distal ramp deposits, Agrio Formation, Neuquén Basin, Argentina. *Journal of Sedimentary Research* 90, 533-560.
- Naipauer, M. 2016. *Edades U-Pb en circones detríticos de la Formación Tordillo en la cuenca Neuquina, centro-oeste de Argentina: implicancias en la edad absoluta del límite Jurásico-Cretácico. Anales de la Academia Nacional de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales de Buenos Aires* 68, 73-84.
- Naipauer, M., García Morabito, E., Marques, J.C., Tunik, V., Rojas Vera, E., Vujovich, G.I., Pimentel, M. y Ramos, V.A. 2012. Intraplate Late Jurassic deformation and exhumation in western central Argentina: Constraints from surface data and U-Pb detrital zir-

- con ages. *Tectonophysics* 524-525, 59-75.
- Naipauer, M., Tunik, M., Marques, J.C., Rojas Vera, E.A., Vujovich, G.I., Pimentel, M. y Ramos, V.A. 2015a. U-Pb detrital zircon ages of Upper Jurassic continental successions: implications for the provenance and absolute age of the Jurassic-Cretaceous boundary in the Neuquén Basin. En Sepúlveda, S. et al. (eds.), *Geodynamic Processes in the Andes of Central Chile and Argentina. Geological Society London, Special Publication* 399, 131-154.
- Naipauer, M., Tapia, F., Mescua, J., Farias, M., Pimentel, M. y Ramos, V.A. 2015 b. Detrital and volcanic zircon U-Pb ages from southern Mendoza (Argentina): an insight on the source regions in the northern part of the Neuquén Basin. *Journal of South American Earth Sciences* 64, 434-451.
- Naipauer, M., Brinkworth, W., Loss, L., Vocaturro, G., Giunta, D. y Mortaloni, E. 2017. Estudio integral de datos geocronológicos (edades U-Pb) y sísmicos en el subsuelo del Engolfamiento Neuquino: edades máximas de sedimentación y áreas de aporte para el Grupo Cuyo. XX Congreso Geológico Argentino (Tucumán), Actas S15, 85-90.
- Naipauer, M., Comerio, M., Lescano, M., Vennari, V., Aguirre-Urreta, M.B., Pimentel, M. y Ramos, V.A. 2020. The Huncal Member of the Vaca Muerta Formation, Neuquén Basin of Argentina: insight into biostratigraphy, structure, U-Pb detrital zircon, ages and provenance. *Journal of South American Earth Sciences* 100, 102567.
- Naipauer, M., Fennell, L., Tunik, M.A., Lazo, D.G., Aguirre-Urreta, B. y Ramos, V.A. 2022. Nuevas edades U-Pb en circones detríticos de los grupos Bajada del Agrio y Neuquén: cambios en el área de aporte sedimentario durante el Cretácico en la cuenca Neuquina. XXI Congreso Geológico Argentino (Puerto Madryn), Actas, 1363-1364.
- Ogg, J.G., 2020. Geomagnetic polarity time scale. En Gradstein, F.M., Ogg, J.G., Schmitz, M.D. y Ogg, G.M. (eds.), *Geological Time Scale 2020*, 1, 159-193.
- O'Gorman, J., Lazo, D.G., Luci, L., Cataldo, C.S., Schwarz, E., Lescano, M. y Aguirre-Urreta, M.B. 2015. New plesiosaur records from the Lower Cretaceous of the Neuquén Basin, west-central Argentina: an updated picture of occurrences and facies relationships. *Cretaceous Research* 52, 372-387.
- Olea, G., Suárez, M. y Valenzuela, M., 2011. *El Miembro La Tosca de la Formación Huítrín (Cretácico temprano)*. En Leanza, H.A. et al. (eds.), *Geología y Recursos Naturales de la Provincia del Neuquén, Relatorio 18° Congreso Geológico Argentino. Asociación Geológica Argentina*, 199-203.
- Olivo, M., Rombola, C., Perez Loinaze, V., y Kietzmann, D. 2019. Integrated sedimentological and palynological analysis from Early Cretaceous estuarine deposits in the southern-central Neuquén Basin, Argentina. *Journal of South American Earth Sciences* 92, 246-264.
- Olivo, M.S., Kietzmann, D.A., Schenckman, L.J., Minisini, D., Espínola, J. y Waldmann, N.D. 2020. Characterizing scales of sedimentary heterogeneity in a fluvial-estuarine reservoir analog: An example from the Mulichinco Formation, Neuquén Basin, Argentina. *Marine and Petroleum Geology* 121, 104604.
- Omarini, J., Lescano, M., Odino-Barreto, A.L., Campetella, D., Tunik, M., Garbán, G., Brea, F., Erra, G., Aguirre-Urreta, B. y Martínez, M. 2020. Palaeoenvironmental conditions for the preservation of organic matter during the late Hauterivian in the Neuquén Basin (Western Argentina). *Marine and Petroleum Geology* 120, 104469.
- Otharán, G., Zavala, C., Arcuri, M., Di Meglio, M., Zorzano, A., Marchal, D. y Köhler, G. 2020. Análisis de facies en depósitos de grano fino asociados a flujos de fango. Formación Vaca Muerta (Tithoniano-Valanginiano), Cuenca Neuquina central, Argentina. *Andean Geology* 47, 384-417.
- Parent, H., Garrido, A.C., Scherzinger, A., Schweigert, G. y Fozy, I. 2015. The Tithonian-lower Valanginian stratigraphy and ammonite fauna of the Vaca Muerta Formation in Pampa Tril, Neuquén Basin, Argentina. *Boletín del Instituto de Fisiografía y Geología* 86, 1-96.
- Paz, M., Ponce, J.J., Mángano, G., Buatois, L.A., Carmona, B.C., Wetzell, A., Pereira, E. y Rodríguez, M.N. 2021. The Vaca Muerta transgression (Upper Jurassic), Neuquén Basin, Argentina: Insights into the evolution and timing of aeolian-marine transitions. *Sedimentology* 68, 2732-2764.
- Paz, M., Buatois, L.A., Mángano, M.A., Desjardins, R., Notta, R., González Tomassini, F., Carmona, N.B., y Minisini, D. 2022. Organic-rich, fine-grained contourites in an epicontinental basin: The Upper Jurassic-Lower Cretaceous Vaca Muerta Formation, Argentina. *Marine and Petroleum Geology* 142, 105757.
- Pazos, J., Ottone, G. y Aguirre-Urreta, M.B. 2008. *Del Chorreadense de Groeber al Miembro Chorreado: consecuencias estratigráficas*. XVII° Congreso Geológico Argentino (Jujuy), Actas 2, 793-794.
- Pazos, J., Comerio, M., Fernández, D.E., Gutiérrez, C., González Estebenet, M.C. y Heredia, A.M., 2020. Sedimentology and sequence stratigraphy of the Agrio Formation (late Valanginian-earliest Barremian) and the closure of the Mendoza Group to the north of the Huincul high. En Kietzmann, D. y Folguera, A. (eds.) *Opening and Closure of the Neuquén Basin in the Southern Andes*, Springer, 237-265.
- Pazos, J., Novara, M.E., Iñigo, J. y Comerio, M. 2021. Sedimentology and sequence stratigraphy of the Early Cretaceous Centenario Formation (upper member) in the north-eastern border of the Neuquén Basin, Argentina. *Journal of South American Earth Sciences* 108, 103203.
- Pellenard Martínez, M., Londero, A., Colon, D., Aguirre-Urreta, B., Vennari, V., Lescano, M., López-Martínez, R., Schnyder, J. y Schaltegger, U. 2022. Carbon cycle, cyclostratigraphy and U/Pb ages of the Tithonian from the Neuquén Basin, Argentina. 11° International Congress Jurassic System. Budapest.
- Pino, D.A., Coria, R.A., Díaz-Martínez, I. y Tunik, M.A. 2021. Accumulation of dinosaur remains in fluvial deposits of Mulichinco Formation (lower Valanginian, Neuquén Basin), Patagonia, Argentina: Taphonomic and paleoenvironmental inferences. *Journal of South American Earth Sciences* 105, 102979.
- Pino, D. 2022. *Tafonomía de los depósitos con vertebrados y leños fósiles en los niveles continentales de la Formación Mulichinco (Valanginiano) Cuenca Neuquina, Argentina*. Tesis Doctoral. Universidad Nacional de Río Negro. 199 Inédita.
- Ramos, V.A. 1981. Descripción geológica de la Hoja 33 c Los Chihuidos Norte, provincia del Neuquén. Servicio Geológico Nacional, Boletín 182, 1-103.
- Remírez, M.N., Spalletti, L.A. e Isla, M.F. 2020. Petrographic, mineralogical and geochemical characterization of fine-grained rocks of the Pilmatué Member (Upper Valanginian-lower Hauterivian) of the Neuquén Basin (Argentina): Implications for siliciclastic input, carbonate productivity and redox conditions. *Journal of South American Earth Sciences* 102, 102663.
- Richiano, S., Schwarz, E., Veiga, G.D., Álvarez Trentini, G. 2019. Non-depositional and erosional "offshore" bioeroded hardgrounds from the Lower Cretaceous of the Neuquén Basin, Argentina: Insights into their sequence-stratigraphic implications and controls. *Marine and Petroleum Geology* 104, 1-10.
- Rodríguez Blanco, L., Eberli, G., Wegner, R., McNeill, D.F. y Swart, K. 2022. Quantifying concretion distribution in shales of the Vaca Muerta-Quintuco system, Neuquén Basin, Argentina. *AAPG Bulletin* 106, 409-436.
- Sagasti, G. 2005. Hemipelagic record of orbitally-induced dilution cycles in Lower Cretaceous sediments of the Neuquén Basin. En Veiga, G.D. et al. (eds.). *The Neuquén Basin, Argentina: A Case Study in Sequence Stratigraphy and Basin Dynamics. Geological Society London, Special Publication* 252, 231-250.
- Schwarz, E. 2002. *Estratigrafía, bioestratigrafía y secuencias de la Formación Mulichinco (Cretácico inferior), cuenca Neuquina, Argentina. ¿nuevos enfoques? XV Congreso Geológico Argentino (El Calafate)*, Actas Schwarz, E. 2003. *Análisis paleoambiental y estratigrafía secuencial de la Formación Mulichinco en el sector septentrional de la provincia del Neuquén, Cuenca Neuquina, Argentina. Tesis doctoral, Universidad Nacional de La Plata, 303 Inédita*. Schwarz, E., 2012. Sharp-based marine sandstone bodies in the Mulichinco Formation (Lower Cretaceous), Neuquén Basin, Argentina: Remnants of transgressive offshore sand ridges. *Sedimentology*

- 59, 1478-1508.
- Schwarz, E. y Howell, J. 2005. Sedimentary evolution and depositional architecture of a Lowstand Sequence Set: The Lower Cretaceous Mulichinco Formation, Neuquén Basin, Argentina. En Veiga, G.D. (eds.). *The Neuquén Basin, Argentina: a Case Study in Sequence Stratigraphy and Basin Dynamics*. Geological Society London, Special Publication 252, 109-138.
- Schwarz, E., Spalletti, L. y Howell, J. 2006. Sedimentary response to a tectonically induced sea-level fall in a shallow back-arc basin: the Mulichinco Formation (Lower Cretaceous), Neuquén Basin, Argentina. *Sedimentology* 53, 55-81.
- Schwarz, E., Veiga, G.D. y Álvarez, G. 2009. Esquema secuencial y litoestratigráfico de la sucesión Valanginiana en la región central de la Cuenca Neuquina, República Argentina. XII Congreso Geológico Chileno (Santiago), S10_035, 1-5.
- Schwarz, E., Spalletti, L. y Veiga, G. 2011. La Formación Mulichinco (Cretácico Temprano) en la cuenca Neuquina. En Leanza, H.A. et al. (eds.), *Geología y Recursos Naturales de la Provincia del Neuquén, Relatorio 18° Congreso Geológico Argentino*. Asociación Geológica Argentina, 131-144.
- Schwarz, E., Álvarez Trentini, G. y Valenzuela, M.E. 2013. Ciclos mixtos carbonáticos/silicoclásticos en el Miembro Superior de la Formación Mulichinco (yacimiento Cañadón Amarillo, Cuenca Neuquina central): Implicancias secuenciales y para caracterización de reservorios. *Latin American Journal of Sedimentology and Basin Analysis* 20, 21-49.
- Schwarz, E., Veiga, G.D., Álvarez Trentini, G. y Spalletti, L. 2016. Climatically versus eustatically controlled, sediment-supply-driven cycles: Carbonate-siliciclastic, high-frequency sequences in the valanginian of the Neuquén Basin (Argentina). *Journal of Sedimentary Research* 86, 312-335.
- Schwarz, E., Spalletti, L.A., Veiga, G.D. y Fanning, M. 2016a. First U-Pb SHRIMP Age for the Pilmatué Member (Agrio Formation) of the Neuquén Basin, Argentina: Implications for the Hauterivian lower Boundary. *Cretaceous Research* 58, 223-233.
- Schwarz, E., Finzel, E.S., Veiga, G.D., Rapela, C.W., Echevarria, C. y Spalletti, L.A., 2020. U-Pb geochronology and paleogeography of the Valanginian-Hauterivian Neuquén Basin: implications for Gondwana-scale source areas. *Geosphere* 17, 244-270.
- Shchepetkina, A., Ponce, J.J., Carmona, N.B., Mángano, M.G., Buatois, L.A., Ribas, S. y Benvenuto, M.C.V. 2020. Sedimentological and ichnological analyses of the continental to marginal-marine Centenario Formation (Cretaceous), Neuquén Basin, Argentina. Reservoir Implications. *Marine and Petroleum Geology* 119, 104471.
- Sleveland, A.R.N., Midtkandal, I., Galland, O. y Leanza, H.A. 2020. Sedimentary architecture of storm-influenced tidal flat deposits of the Upper Mulichinco Formation, Neuquén Basin, Argentina. *Frontiers in Earth Sciences* 8, 219, 1-24.
- Spalletti, L. y Colombo Piñol, F. 2005. From alluvial fan to playa: an Upper Jurassic ephemeral fluvial system, Neuquén Basin, Argentina. *Gondwana Research* 8, 363-383.
- Spalletti, L.A., Poiré, D.G., Schwarz, E. y Veiga, G.D. 2001. Sedimentologic and sequence stratigraphic model of a Neocomian marine carbonate-siliciclastic ramp: Neuquén Basin, Argentina. *Journal of South American Earth Sciences* 14, 609-624.
- Spalletti, L., Queral, I., Matheos, S., Colombo, F. y Maggi, J. 2008. Sedimentary petrology and geochemistry of siliciclastic rocks from the Upper Jurassic Tordillo Formation (Neuquén Basin, western Argentina): implications for provenance and tectonic setting. *Journal of South American Earth Sciences* 25, 440-463.
- Spalletti, L.A., Arregui, C.A. y Veiga, G.A. 2011. La Formación Tordillo y equivalentes (Jurásico Tardío) en la Cuenca Neuquina. En Leanza, H.A. (eds.). *Geología y Recursos Naturales de la Provincia del Neuquén, Relatorio 18° Congreso Geológico Argentino*. Asociación Geológica Argentina, 99-111.
- Stipanovic, N. 1951. Sobre la presencia del Oxfordense superior en el arroyo de La Manga. *Revista de la Asociación Geológica Argentina*, 213-239.
- Stipanovic, N. 1966. El Jurásico en Vega de la Veranada (Neuquén), el Oxfordense y el diastrofismo Divesiano (Agassiz-Yaila) en Argentina. *Revista de la Asociación Geológica Argentina* 20, 403-478.
- Stipanovic, N., Rodrigo, F. y Baulies, O.L. 1968. Las formaciones pre-neonianas en el denominado Macizo Nordpatagónico. *Revista de la Asociación Geológica Argentina* 23, 67-98.
- Toscano, A.G. y Lazo, D.G. 2020. Taxonomic revision and paleobiogeographical affinities of Berriasian-Valanginian oysters from the Vaca Muerta and Mulichinco formations, southern Mendoza, Neuquén Basin, Argentina. *Cretaceous Research* 109, 104358.
- Toscano, A.G., Lazo, D.G. y Luci, L. 2018. Taphonomy and Paleoecology of Lower Cretaceous oyster mass occurrences from west-central Argentina and evolutionary paleoecology of gregariousness in oysters. *Palaios* 33, 237-255.
- Tunik, M., Folguera, A. Naipauer, M., Pimentel, M. y Ramos, V.A. 2010. Early uplift and orogenic deformation in the Neuquén basin: constraints on the Andean uplift from U-Pb and Hf isotopic data of detrital zircons. *Tectonophysics* 489, 258-273.
- Veiga, G.D. y Spalletti, L.A. 2007. The Upper Jurassic (Kimmeridgian) fluvial/aeolian systems of the southern Neuquén Basin, Argentina. *Gondwana Research* 11, 286-302.
- Veiga, G.D. y Vergani, G.D. 2011. El Miembro Troncoso Inferior de la Formación Huitrín (Cretácico Temprano). En Leanza, H.A. (eds.). *Geología y Recursos Naturales de la Provincia del Neuquén, Relatorio 18° Congreso Geológico Argentino*. Asociación Geológica Argentina, 181-188.
- Vennari, V.V. y Aguirre-Urreta, B. 2017. Earliest records of the genus Spiticeras Uhlig in the Neuquén Basin, Argentina: systematic and bio-stratigraphic implications. *Ameghiniana* 54, 83-106.
- Vennari, V.V. y Aguirre-Urreta, B. 2019. Intraspecific variability, biostratigraphy and paleobiological significance of the Southern Gondwana ammonoid genus Lythohoplites Spath. *Journal of Paleontology* 93, 702-726.
- Vennari, V.V., Lescano, M., Naipauer, M., Aguirre-Urreta, B., Concheyro, A., Schaltegger, U., Armstrong, R., Pimentel, M. y Ramos, V.A. 2014. New constraints on the Jurassic-Cretaceous boundary in the High Andes using high-precision U-Pb data. *Gondwana Research* 26, 374-385.
- Vennari, V., Lescano, M., Aguirre-Urreta, B., Concheyro, A., Fantín, M., Vallejo, M.D., Depine, G., Sagasti, G. y Ambrosio, A., 2017. Biostratigrafía de alta resolución de la Formación Vaca Muerta: amonites y nanofósiles calcáreos integrando datos de subsuelo y afloramientos. 20° Congreso Geológico Argentino (San Miguel de Tucumán), Actas 55, 168-172.
- Vennari, V.V., Aguirre-Urreta, M.B., Marin, L.S., Pellenard, y Martínez, M. 2021. Belemnopsis en el Jurásico Superior (Tithoniano superior) de la cuenca Neuquina. *Publicación Electrónica de la APA* 22, R1 R151.
- Vergani, G., Tankard, A., Belotti, H. y Welsink, H. 1995. Tectonic evolution and paleogeography of the Neuquén Basin, Argentina. Petroleum basins of South America. AAPG, *Memoir* 62, 383-402.
- Weaver, Ch. 1931. Paleontology of the Jurassic and Cretaceous of West Central Argentina. University of Washington, *Memoir* 1, 1-469.
- Wesolowski, L.J.N., Buatois, L.A., Mángano, M.G., Ponce, J.J. y Carmona, N.B., 2018. Trace fossils, sedimentary facies and parasequence architecture from the lower cretaceous mulichinco formation of Argentina: the role of fairweather waves in shoreface deposits. *Sedimentary Geology* 367, 146-163.
- Wimbledon, W.A., Reháková, D., Svobodová, A., Elbra, T., Schnabl, Pruner, Šifnerová, K., Kdýr, Š., Dzyuba, O., Schnyder, J., Galbrun, B., Košák, M., Váková, L., Copestake, , Hunt, C.O., Riccardi, A., Poulton, T., Bulot, J.G., Frau, C. y De Lena, L. 2020. The proposal of a GSSP for the Berriasian Stage (Cretaceous System): Part 1. *Volumina Jurassica* 18, 53-106.
- Zavala, C. 2022. Los deltas litorales hiperpícnicos de la Formación Mulichinco (Valanginiano), cuenca Neuquina. XXI Congreso Geológico Argentino (Puerto Madryn), Actas, 92.
- Zavala, C., Maretto, H. y Di Meglio, M. 2005a. Hierarchy of bounding surfaces in aeolian sandstones of the Jurassic Tordillo Formation (Neuquén Basin, Argentina). *Geologica Acta* 3, 133-145.
- Zavala, C., Mosquera, A. y Kim, H. 2005b. Los depósitos eólicos de la Formación Mulichinco (Valanginiano) en el área Fortín de Piedra, Cuenca Neuquina. VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (Mar del Plata), Actas, 14.

$$P_p = S_v$$



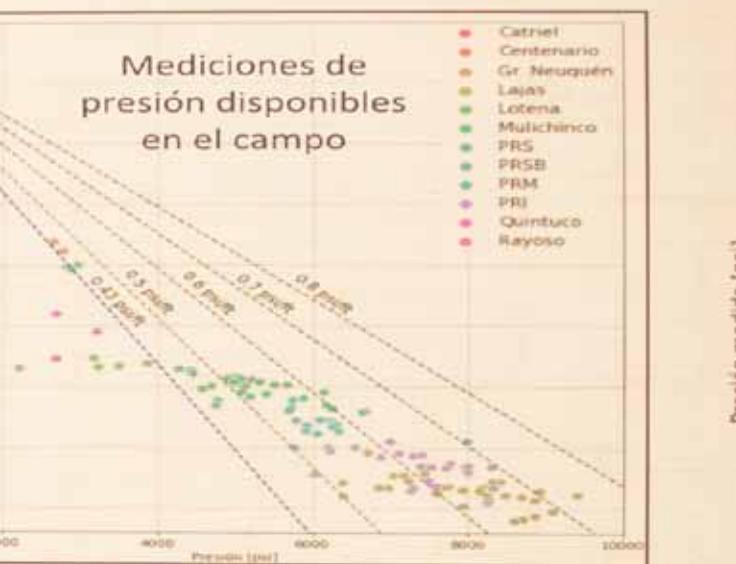
Caracterización sísmica de las formaciones Punta Rosada y Lajas.

Inversión pre-stack de trazas y presión poral en el bloque Río Neuquén, cuenca Neuquina

Por *Pablo Tramannoni, Federico Späth, Emiliano Santiago, Francisco Chiachiarelli, Federico Wagner, Verónica Hammar* (YPF S.A.)

Este trabajo fue seleccionado como el mejor por el tema Geofísica en el marco del 11° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (CONEXPLO) realizado por el IAPG en noviembre de 2022.

$$- (S_v - P_h) * \left(\frac{DTCn}{DTp} \right)^a$$



comparación con la medición en nuevos pozos, sobreestima los valores de presión. Por este motivo, y con el objetivo de actualizar el modelo y sumar la información de ocho pozos, adquirida en los últimos años, se realizó una inversión de trazas *prestack* y el cálculo de un nuevo volumen de geopresiones para caracterizar la Formación Punta Rosada y Formación Lajas.

El nivel de interés presenta desafíos como su profundidad, sus bajos contrastes de parámetros elásticos y la baja relación señal ruido del dato sísmico, entre otros. No obstante, la calidad del dato sísmico permitió realizar la inversión, obtener volúmenes confiables de impedancias P y S, que luego fueron utilizados para el cálculo de los cubos de presión poral (PP) y gradiente de presión poral (GPP). Este estudio, basándose en nueva información de subsuelo y nuevos datos de pozos, tiene como objetivo mostrar el flujo de tareas y los resultados obtenidos en el área de Río Neuquén. Su análisis posterior permitió evaluar la precisión del actual modelo, confirmar la importancia del sistema de fallas en la migración y distribución del gas en el reservorio y complementar las herramientas existentes para la prognosis de futuras propuestas de pozo.

Ubicación y generalidades del área

El bloque Río Neuquén se encuentra en el sector sudoriental de la cuenca Neuquina, a 30 km al noroeste de la ciudad de Neuquén (Figura 1). Este bloque es operado por YPF S.A. conformando una UTE con Pampa Energía S.A., Petrobras S.A. y Edhipsa en Río Negro. Desde sus inicios en la década de 1970, el desarrollo de este campo estuvo focalizado en la explotación convencional de las formaciones Lotena y Sierras Blancas (gas) y Quintuco (petróleo); y desarrollo de la Formación Mulichinco (petróleo) a partir de 1997. Sin embargo, no fue hasta 2015 que comenzó la etapa de desarrollo del proyecto y que a la fecha lleva 70 pozos perforados con objetivo de Formación Lajas y Formación Punta Rosada.

El yacimiento Río Neuquén corresponde a un reservorio de tipo *tight gas*, de hasta 60% de sobrepresión que influye de manera lineal y directa en la productividad de los pozos. Litológicamente, las formaciones Punta Rosada y Lajas están compuestas por una sucesión de areniscas, limolitas y conglomerados con más de 1200 m de espesor, depositadas en un ambiente deltaico a marino marginal y fluvial. Los datos de corona de estos reservorios muestran una porosidad efectiva baja, del 4 al 10%, con permeabilidades del orden los micro Darcy (K: 0,0001 a 0,1 mD), para producir volúmenes comerciales de gas en estos reservorios no convencionales son necesarias estimulaciones hidráulicas de grandes dimensiones.

Marco geológico-estructural

La evolución tectónica comienza a partir del Triásico superior-Jurásico inferior con una etapa de rift (Mombrú y Uliana, 1978) caracterizada por depósitos volcanoclásticos continentales del grupo Precuyano definidos por Gulisano *et al.* (1984) y la sección inferior de la Forma-

El período Jurásico en el bloque Río Neuquén, ubicado en la provincia de Neuquén y Río Negro, está representado por las formaciones Punta Rosada (DiGregorio, 1972) y Lajas (Weaver, 1931), las cuales, por sus características de entrapamiento, permiten clasificarlas como reservorios tipo *tight*. Estas unidades se encuentran presurizadas y saturadas con gas a una profundidad media de 3500 m.

La detección de presiones porales anómalas es importante en el reconocimiento de zonas e intervalos de gas con esas características. Es por ello, que diferentes técnicas geofísicas contribuyen al reconocimiento del sistema *tight-gas* junto con la integración de datos de pozos y visualización 3D de atributos sísmicos (Raggio *et al.*, 2013).

Como antecedentes de caracterización sísmica en el bloque, entre 2015 y 2017, las compañías Pampa Energía S.A. y Schlumberger S.A. realizaron para estas dos formaciones una inversión sísmica acimutal y un modelo de presión poral (Guerra *et al.*, 2018). Este modelo, en

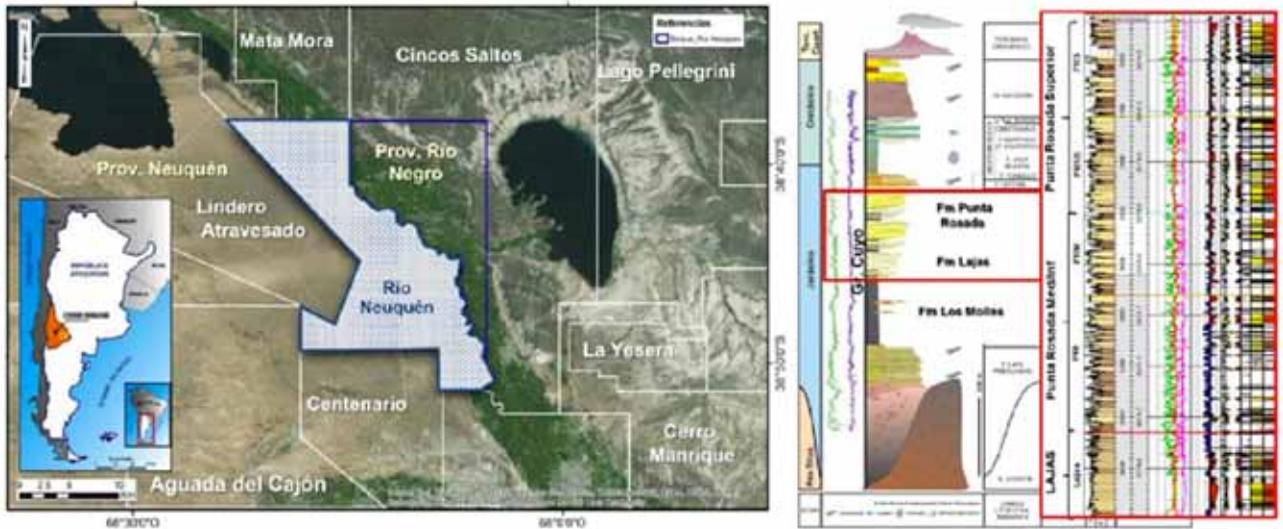


Figura 1. Mapa de ubicación y columna estratigráfica de la zona de interés. Columna estratigráfica modificada de Brisson, I. y Veiga R., 1999).

ción Los Molles (Weaver, 1931), que rellenan depocentros localizados en forma de hemigrábenes. La dirección preferencial de las fallas que limitan estas estructuras es ONO-ESE (Berdini *et al.*, 2002; Cristalini y De la Cruz Olmos, 2016).

Posteriormente, representando la etapa de relleno de *post-rift*, tuvo lugar un período de subsidencia termal generalizada donde se depositaron los sedimentos del Jurásico inferior a medio (Turic *et al.*, 1987), permitiendo así el comienzo de las progradaciones de los depósitos de las formaciones Los Molles superior, Lajas y Punta Rosada, esta etapa finalizó con las unidades de Lotena, Sierras Blancas y Catriel.

En forma concomitante con la sedimentación, bajo la influencia de un esfuerzo horizontal máximo NO-SE y controlado por los rasgos previos presentes en el basamento, se produce el levantamiento por inversión tectónica transpresiva de los hemigrábenes generando la estructura principal de Río Neuquén, correspondiente a

un anticlinal elongado (Berdini *et al.*, 2002; Silvestro y Subiri, 2008). En la zona alta de la estructura, se desarrolla un sistema de fallas en sentido NNE-SSO.

Las características de este régimen compresivo, registrado en varios pulsos tectónicos, han sido identificadas en secciones sísmicas por medio de discordancias. Podemos citar como principales la discordancia Intrajurásica, definida por Viñes *et al.* (1987) para los niveles medios de la Formación Punta Rosada y la discordancia Intracaloiviana (Dellapé *et al.*, 1979), reconocida regionalmente por numerosos autores a partir de las relaciones de truncamiento (truncaciones y *onlaps*, principalmente) (Figura 2).

Finalmente, a partir del Cretácico inferior, termina la inversión tectónica y solo actuaría el mecanismo de subsidencia diferencial, que ya venía actuando desde la finalización del ciclo precuyano y lo hará, disminuyendo su intensidad, hasta la actualidad (Cristalini y Olmos de la Cruz, 2016).

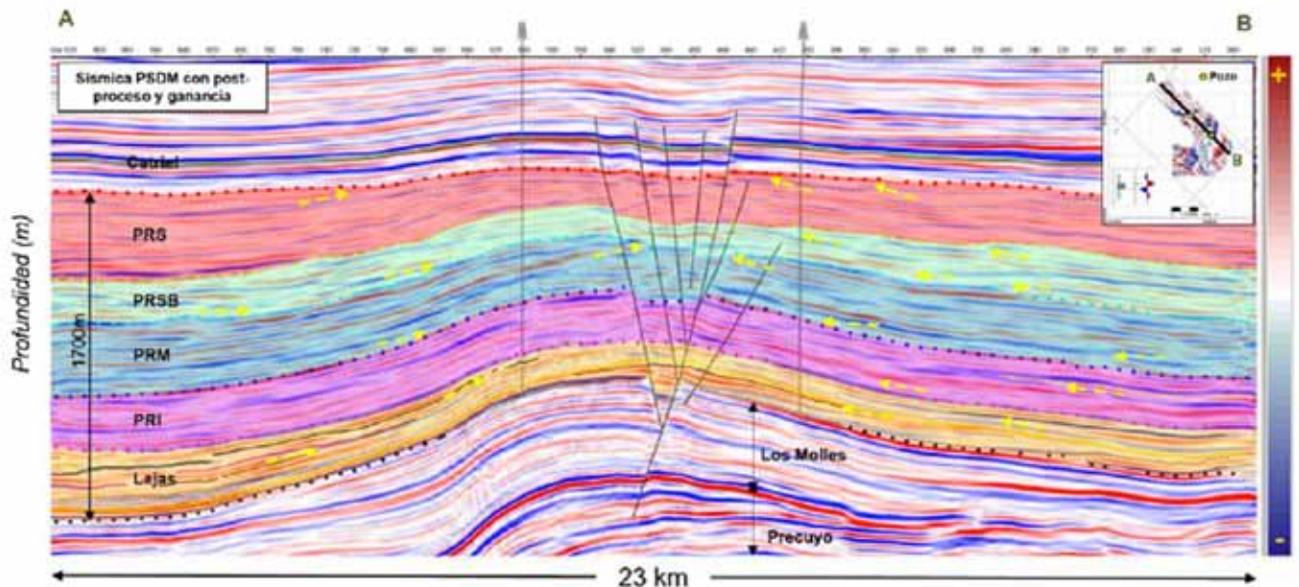


Figura 2. Sección sísmica NO-SE representativa que muestra la configuración estructural y las superficies interpretadas para el intervalo Punta Rosada-Lajas. Relaciones interestratales: truncaciones y onlap (flechas amarillas).

Metodología

El flujo de trabajo aplicado consistió en seis etapas principales: a) análisis y acondicionamiento de los datos, b) calibración sísmica-pozo, c) interpretación sísmica de horizontes; d) inversión simultánea *prestack* con el empleo de un volumen sísmico PSDM gathers escalados a tiempo, e) Modelado 1D y cálculo de volúmenes de GPP y PP a partir de velocidades derivadas de la inversión y f) cálculo de la incertidumbre del modelo de PP e interpretación de los resultados.

La sísmica utilizada, que cubre 220 km² en superficie, fue adquirida en 2015 por UGA Seismic con un diseño enfocado al intervalo comprendido entre las formaciones Punta Rosada y Lajas (Figura 3). El dato fue procesado por Schlumberger Geosolutions en el período 2015-2016, con una secuencia de procesamiento que incluyó interpolación y regularización 5D y migración *prestack*

anisotrópica en tiempo (PSTM VTI) y en profundidad (PSDM VTI). Para este proyecto se trabajó con la sísmica PSDM escalada al dominio del tiempo empleando velocidades interválicas de procesamiento.

El estudio comprende un área de 142 km² y abarca la parte norte y este del volumen (Figura 3). Sobre la sísmica PSDM-Stack en tiempo se interpretaron 7 superficies: Formación Catriel, 4 superficies internas de la unidad Punta Rosada denominadas Formación Punta Rosada Superior (PRS), Punta Rosada Superior Basal (PRSB), Punta Rosada Medio (PRM) y Punta Rosada Inferior (PRI), Formación Lajas y Formación Los Molles (Figura 2). Se trabajó sobre la base de 15 pozos (Figura 3) que cuentan con los perfiles necesarios para realizar la inversión. Se emplean los *angle gather* acondicionados mediante un filtro que usa la transformada parabólica de Radón para eliminación de ruido aleatorio y coherente (reflexiones múltiples), se realizó extracción determinística de ond-



La registración sísmica 3D 2015 mejora sustancialmente todos los parámetros de adquisición

Figura 3. Mapa con la ubicación de pozos utilizados en el modelo y tabla comparativa con los parámetros de adquisición de sísmica 3D existentes en el bloque de Río Neuquén.

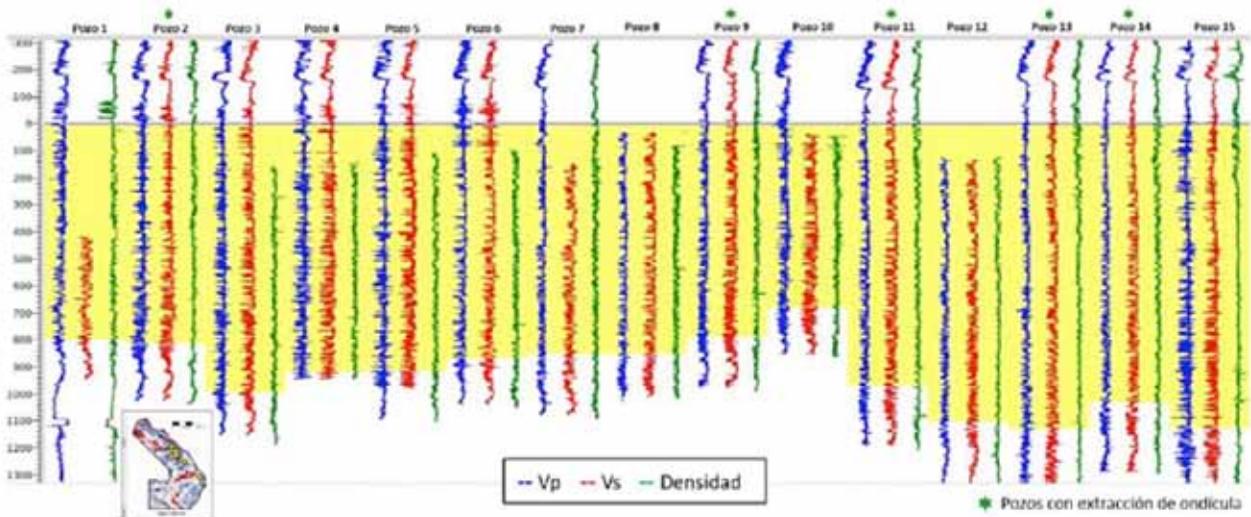


Figura 4. Perfiles de ondas P, ondas S y densidad de los 15 pozos del estudio. La zona sombreada en amarillo señala el intervalo Punta Rosada Superior-Lajas.

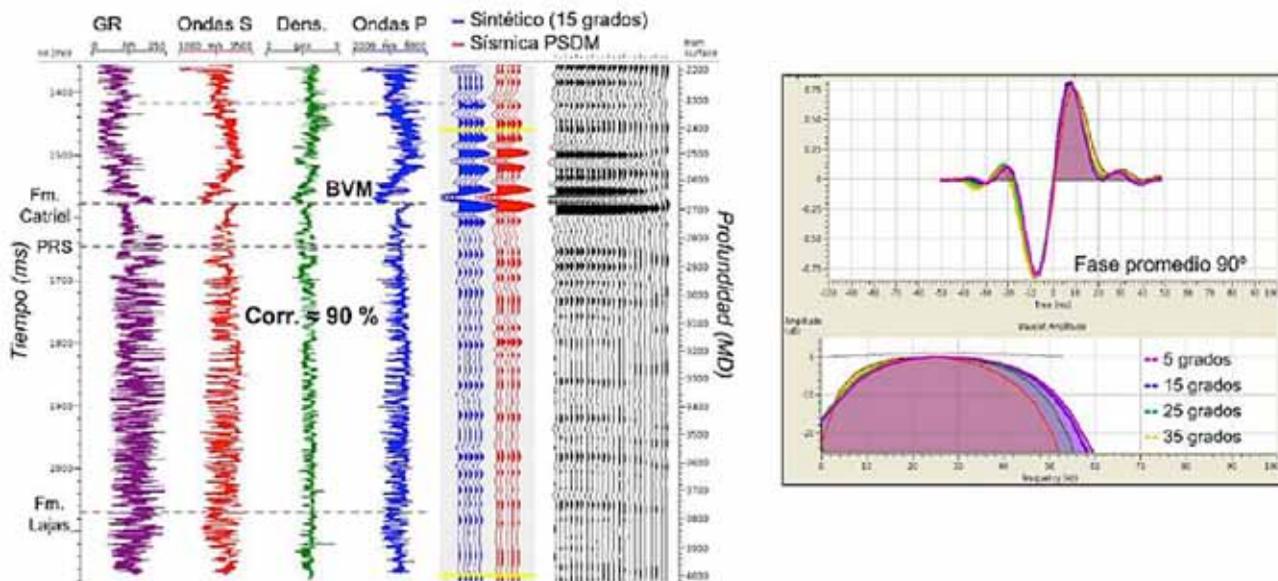


Figura 5. Amarre de uno de los pozos junto con la ondícula variable en función del ángulo de incidencia empleada.

culas variables en función del ángulo de incidencia con el método de Roy-White (1980). Se utilizaron solamente 5 pozos, que son los que cuentan con perfiles completos de velocidad P, velocidad S y densidad para el tramo de las formaciones Punta Rosada y Lajas (Figura 4).

Para el ajuste sísmica-pozo se incluyó en la ventana de extracción el reflector sísmico correspondiente a la base de la Formación Vaca Muerta. De esta forma la extracción fue robusta en cada pozo y consistente entre los diferentes pozos. La fase y el ancho de banda de las ondículas son estables a lo largo del proyecto sísmico para ángulos menores a 35 grados. Se generó una ondícula promedio, variable en función del ángulo de incidencia, a partir de las ondículas individuales extraídas en cada pozo y se realizó el amarre de los 15 pozos con el empleo de la ondícula promedio. En la figura 5 se muestra el amarre de uno de los 5 pozos para un ángulo de incidencia de 15 grados junto con la ondícula promedio empleada.

En función de la información sísmica disponible se

realizaron diferentes procesos para su análisis y control de calidad.

Ancho de banda sísmico: se calculó un volumen de espectro de amplitud de la sísmica PSDM-Stack (Duloc, 2015) para analizar la variabilidad del ancho de banda para las formaciones Punta Rosada y Lajas en el área de trabajo. El volumen resultante muestra un ancho de banda uniforme a lo largo del proyecto sísmico entre 8 y 55 Hz por lo que no fue necesario realizar un posproceso de la sísmica con el objetivo de mejorarlo (Figura 6).

Amplitudes sísmicas: la sísmica PSDM-Stack sin filtro y sin ganancia se empleó para identificar zonas de menor relación señal/ruido. En la figura 7 se muestra un mapa de la amplitud RMS en una ventana de 500 ms por debajo de la base de la Formación Vaca Muerta.

Los valores de alta amplitud RMS (rojos) se pueden asociar a zonas de mayor reflectividad, mientras que las zonas de baja amplitud RMS (azules) se pueden asociar

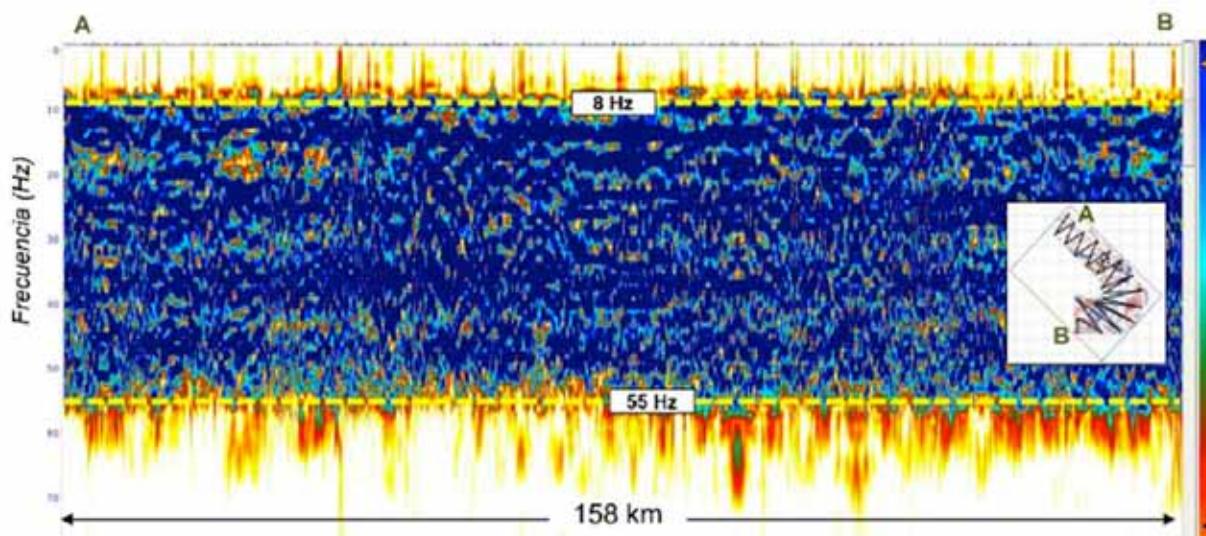


Figura 6. Sección arbitraria del volumen de espectro de amplitud.

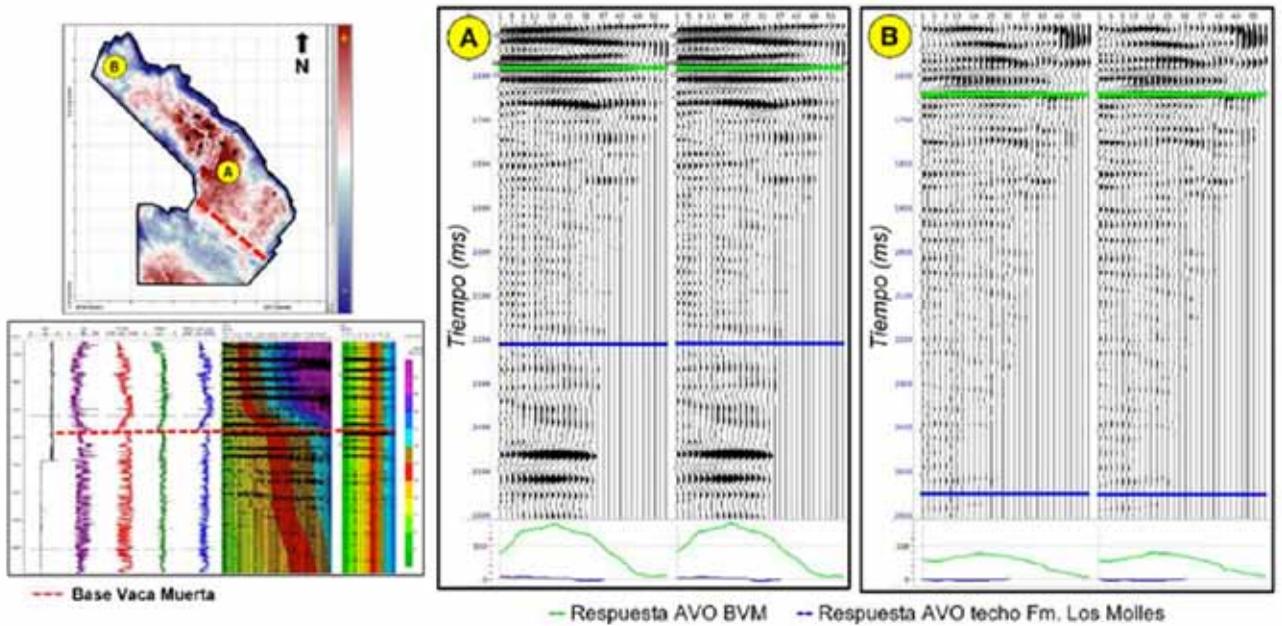


Figura 7. Arriba izquierda: mapa de amplitud RMS en una ventana de 500 ms por debajo de la base de la Formación Vaca Muerta. Arriba derecha: se comparan angle gather en zonas con diferente reflectividad. Abajo izquierda: gráfico que muestra la pérdida de información sísmica a partir de los 35°.

a menor reflectividad del dato sísmico. En la figura 7 también se muestran los *angle gather* y la respuesta AVO (Amplitud versus Offset) en la base de la Formación Vaca Muerta y en el techo de la Formación Los Molles en zonas con diferente reflectividad.

Angle gathers: como dato de entrada para la inversión *prestack* se emplearon los *angle gather* acondicionados. El acondicionamiento consistió en atenuación de ruido aleatorio y ruido coherente (reflexiones múltiples) mediante un filtro que emplea la transformada parabólica de Radón. Además del filtrado se restringió el rango

de ángulos de incidencia de 59° a 45°, ya que las trazas sísmicas no cuentan con información para ángulos grandes en la parte inferior de las formaciones Punta Rosada y Lajas (Figura 7).

El acondicionamiento preserva las tendencias de la variación de la amplitud sísmica con el offset (respuesta AVO), además de compensar los valores anómalos de bajas amplitudes observados en los ángulos cercanos. Por último, se realizó el escalado a profundidad de la *PSDM-Stack* en tiempo empleando velocidades interválicas y se la comparó con la *PSDM-Stack* en profundidad.

Modelo de bajas frecuencias. Las bajas frecuencias,

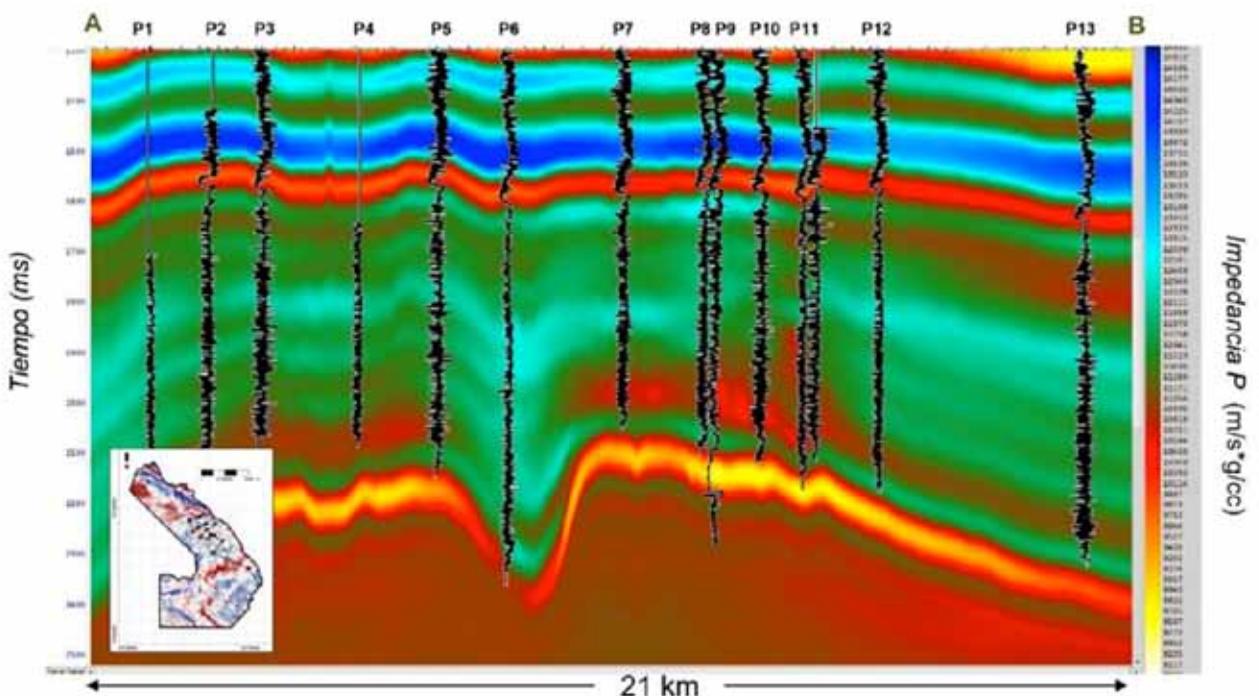


Figura 8. Sección sísmica arbitraria que muestra el modelo de baja frecuencias.

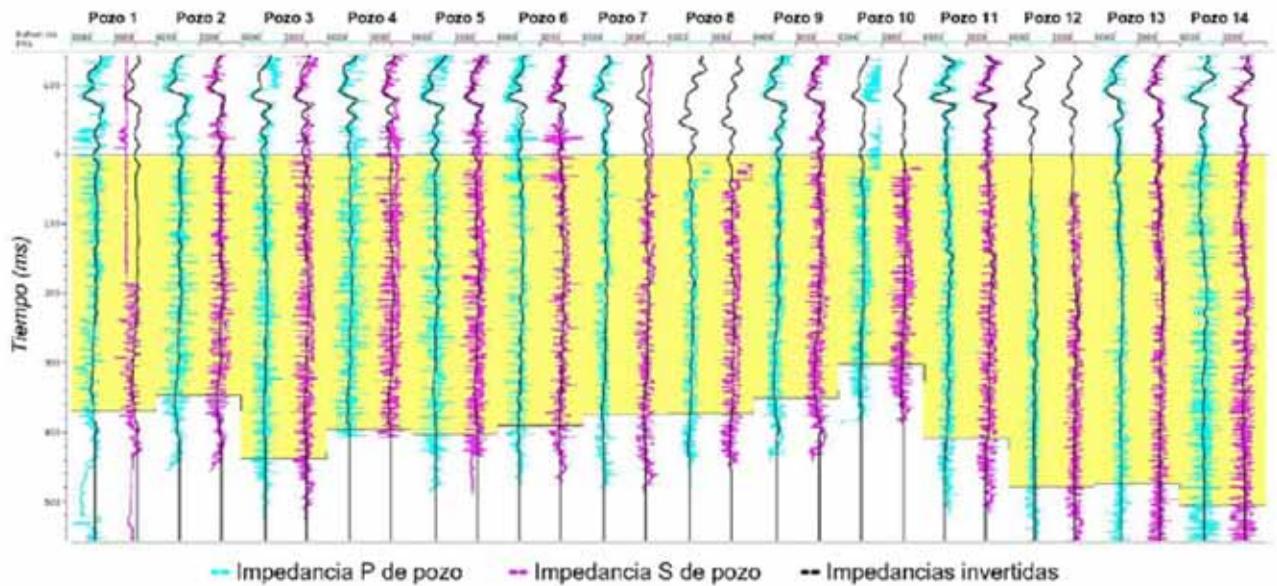


Figura 9. Control de calidad de los resultados de la inversión prestack. Se comparan los perfiles de impedancia P y S de cada pozo con las trazas de impedancia P y S invertidas.

menores de aproximadamente a 8 Hz (Figura 6) no están presentes en la sísmica. Para la inversión se generan modelos de bajas frecuencias de diferentes parámetros elásticos interpolando y extrapolando los perfiles de pozos suavizados siguiendo los horizontes interpretados. El modelo final de bajas frecuencias de Impedancia P e Impedancia S se generó empleando los perfiles filtrados de los 15 pozos (pasabajos 0-0-8-15), interpolados usando *co-kriging* guiado por las velocidades interválicas de procesamiento (Figura 8).

Inversión sísmica. Para la calibración de los parámetros de inversión se realizaron numerosas pruebas, que incluyeron sensibilidad al número de pozos incluidos en el modelo de bajas frecuencias (5 a 14 pozos), sensibilidad del modelo de bajas frecuencias al método de interpolación (inversa a la distancia, *kriging* y *co-kriging* con velocidades interválicas de procesamiento) y cambios en la ventana de inversión y de cálculo del error. También,

se fue modificando el rango de ángulos de incidencia de las trazas a invertir, cambiando el número de iteraciones y variando las relaciones iniciales $\log(Z_s) - \log(Z_p)$ y $\log(\text{Densidad}) - \log(Z_p)$. La versión final empleó un rango de 1 a 33 grados y 4 iteraciones.

Resultados

En líneas generales los resultados de la inversión sísmica muestran un correcto ajuste con los datos de pozos no utilizados en el modelo. En la figura 9 se comparan los perfiles de impedancia P y S de cada pozo utilizado en el modelo con las trazas de impedancia P y S invertidas.

El error promedio de los 15 pozos es un 5,3% en la impedancia P y de un 8,5% para la impedancia S. En la figura 10 se muestran mapas de impedancia P y S para los primeros 30 ms de la Formación Punta Rosada y, en

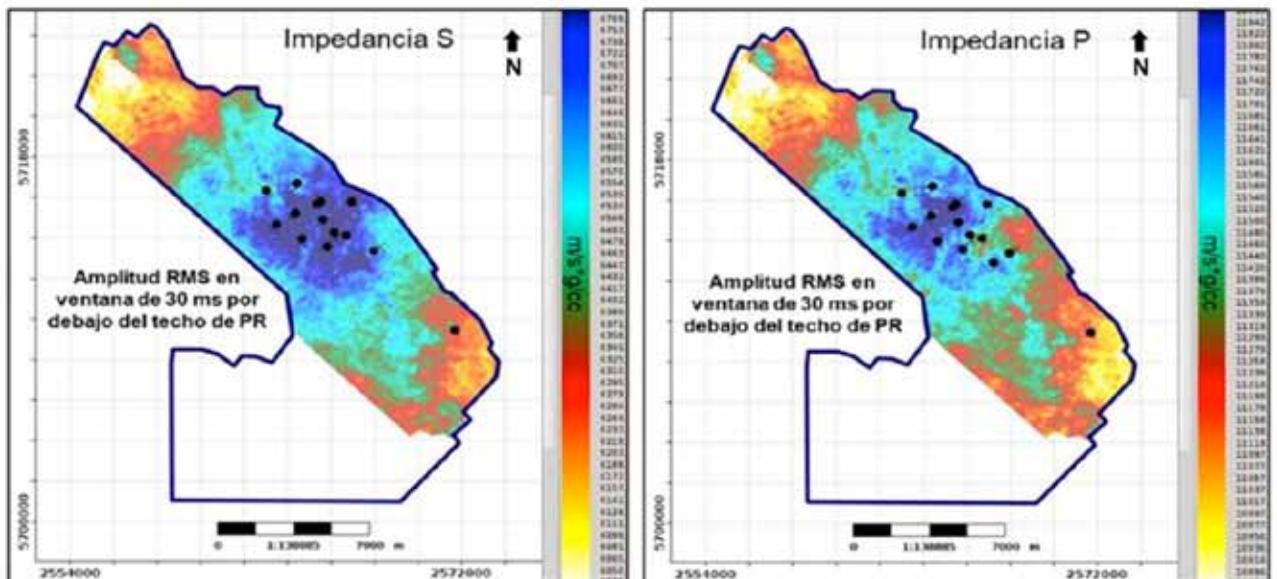


Figura 10. Mapas de impedancia P y S para los primeros 30 ms de la Formación Punta Rosada.

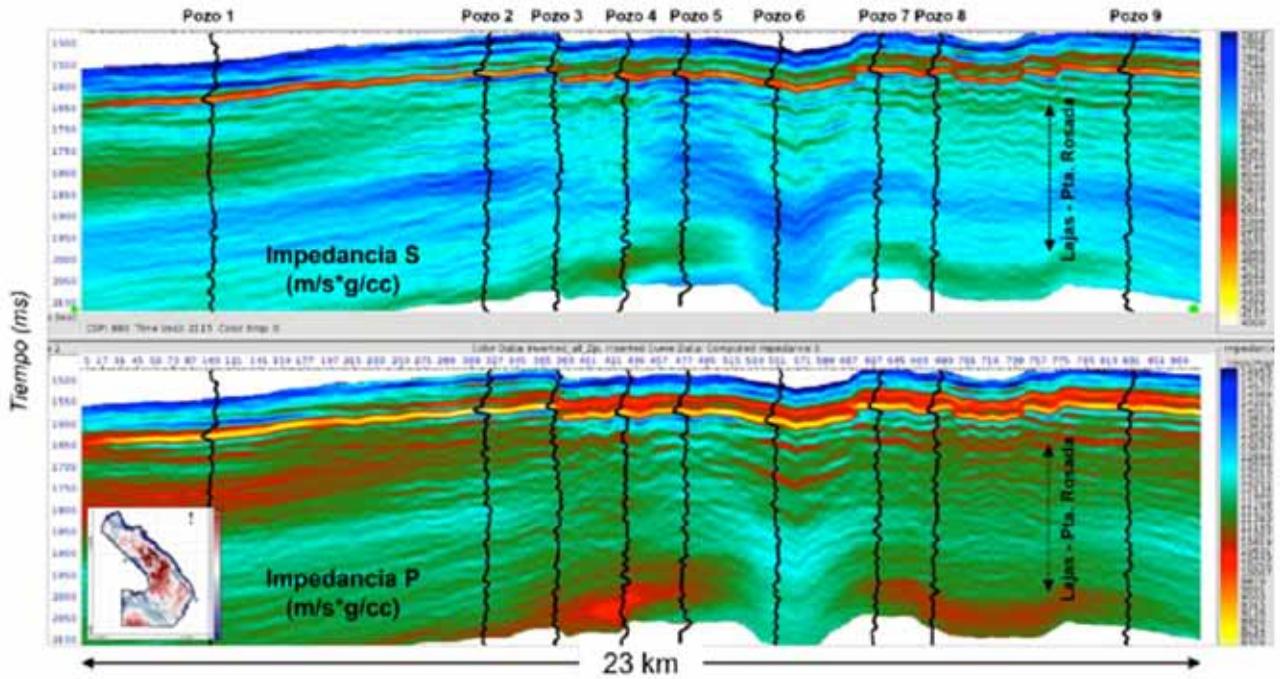


Figura 11. Sección sísmica arbitraria comparando los volúmenes de impedancias P y S con la traza de las impedancias invertidas. La similitud que se observa en estas secciones respecto de la figura 8 es que los aportes de baja frecuencia del modelo tienen mucha más amplitud que lo que incorpora la sísmica. Las variaciones que debiera aportar la sísmica son de alta frecuencia y baja excursión y quedan mayormente “filtradas” por el ancho de banda sísmico.

la figura 11 podemos observar los mismos atributos sobre una sección sísmica arbitraria.

Para la estimación del volumen de PP se utilizó la Z_p . La Z_s junto con la Z_p se están empleando para la clasificación de facies. De todas formas, la inversión *prestack*, adecuadamente realizada cuando existe variación de la amplitud con el offset permite una mejor estimación de la Z_p con relación a la inversión *poststack*.

Los productos resultantes de la inversión elástica, como Z_p , Z_s , Z_p/Z_s y otros derivados como $\mu_{\text{rho}}(Z_s^2)$, $\lambda_{\text{rho}}(Z_p^2 - 2*Z_s^2)$, $K_{\text{rho}}(Z_p^2 - (2.333*Z_s^2))$ y $E_{\text{rho}}(\mu_{\text{rho}}*(3*Z_p^2) - (4*Z_s^2) / Z_p^2 - Z_s^2)$, (Al-Dabagh H. *et al.*, 2011, Sharma & Chopra, 2015), se testearon para guiar las propiedades de los reservorios, como VSH, PHIE y Sw. Los resultados preliminares se pueden apreciar en Carrizo *et al.* (2021).

Modelado 1D de presiones porales

Se generaron perfiles de presión poral en 42 pozos del área. Para hacerlo, se utilizó el método de Eaton (Eaton, 1975), que define la presencia de sobrepresiones a partir de las deflexiones observadas en un perfil indicador de porosidad con respecto a un tren de compactación normal definido previamente. En particular, se puede utilizar el sónico compresional para estimar la presión poral a través de este método usando la siguiente ecuación:

$$P_p = S_v - (S_v - P_h) * \left(\frac{DTCn}{DTp} \right)^a \quad (1)$$

Donde P_p es la presión poral, S_v el esfuerzo vertical, P_h la presión hidrostática normal, $DTCn$ el tiempo de

tránsito de la onda P en condiciones de compactación normal, el tiempo de tránsito de onda P medido por perfil y a es un coeficiente que en la práctica se utiliza como parámetro de ajuste para poder calibrar el resultado con los datos medidos en el campo.

En primer lugar, se determinó el valor del esfuerzo vertical a través de la integración en profundidad de la densidad de la roca. En las zonas donde no se contaba con perfiles de densidad, se completó con una tendencia de tipo exponencial (densidad somera) (Figura 12).

El tren de compactación normal se definió ajustando en forma global una tendencia de tipo exponencial al perfil de tiempo de tránsito de ondas P en las zonas arcillosas con historia de compactación normal. La ecuación obtenida fue la siguiente:

$$DTCn = 187.935 * TVD^{-0.145036} \quad (2)$$

Por último, se ajustaron los perfiles de presión poral obtenidos con los datos de calibración disponibles para el campo, adquiridos mediante ensayos de formación o a través de ensayos DFIT (*Diagnostic Fracture Injection Test*) realizados durante la estimulación de los pozos (Figura 13).

Como se puede observar, las formaciones más someras presentan una presión hidrostática normal, la Formación Lotena se encuentra depletada (producto de la producción histórica de esta unidad), mientras que las formaciones Punta Rosada y Lajas presentan una sobrepresión que aumenta en profundidad, variando entre 0.5 psi/ft en Punta Rosada Superior, hasta 0.7 psi/ft en la base de Lajas.

En primera instancia se utilizó un único exponente de Eaton (2.22), que permitía optimizar el ajuste de las predicciones con los datos medidos. Sin embargo, al analizar los datos de presión disponibles se comprobó que

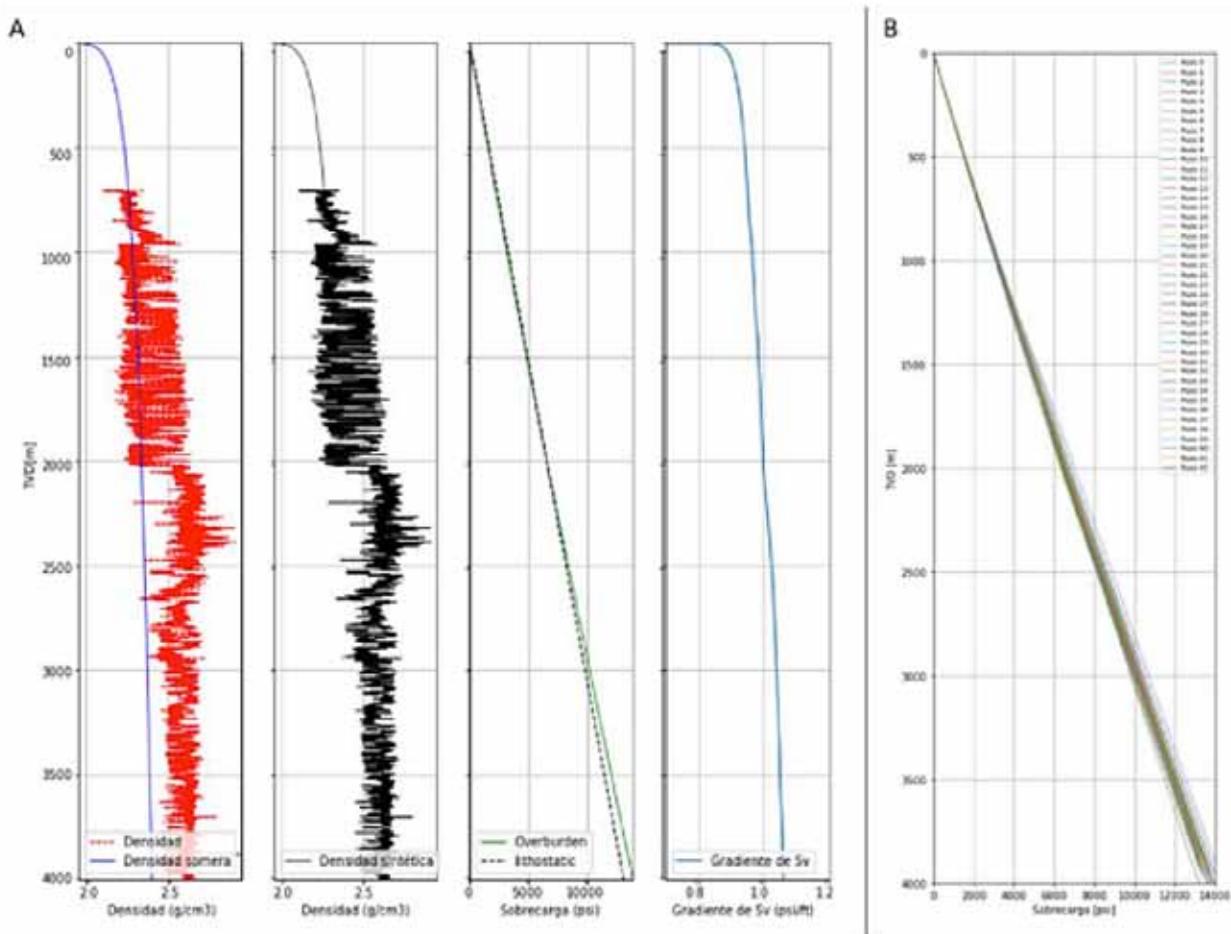


Figura 12. Izquierda: cálculo de esfuerzo vertical para un pozo. Derecha: compilación de los esfuerzos verticales para todos los pozos a los que se calculó el modelo 1D de presiones.

las presiones en Punta Rosada Superior y Punta Rosada Medio mostraban un comportamiento distinto al observado en Punta Rosada Inferior y Lajas (Figura 13).

Por esta razón, y buscando maximizar el ajuste con

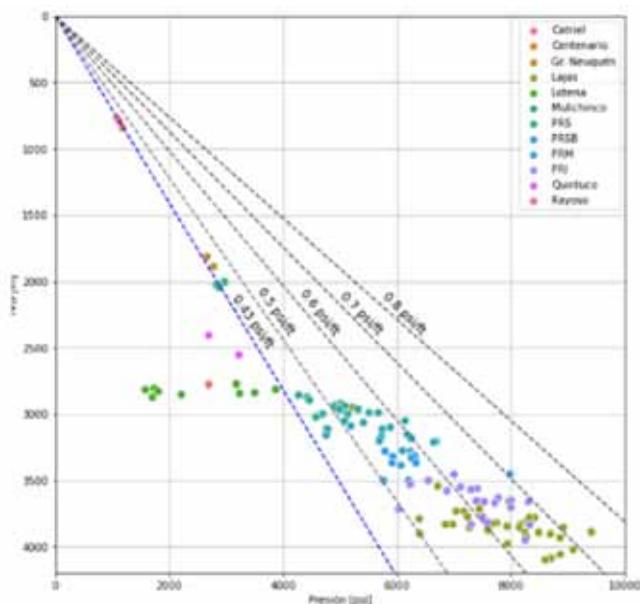


Figura 13. Mediciones de presión disponibles para el campo, obtenidas a través de DFIT y ensayos de formación.

los datos de calibración, se utilizaron dos exponentes en la ecuación de Eaton, 1.17 para el intervalo superior y 2.55 para el tramo inferior. De esta manera, el error

Promedio en la estimación de presiones 1D fue de 570 psi (40 kg/cm²). En la figura 14 se muestran algunos ejemplos de los modelos de presión 1D obtenidos donde se puede apreciar el ajuste correcto del resultado.

Modelo 3D

Una vez calculados y calibrados los modelos 1D de presiones porales se generó un volumen de GPP con el empleo del método de Eaton:

$$G_{PP} = G_{OB} - (G_{OB} - G_{Hid}) \left(\frac{V_{el}}{LNC} \right)^a \quad (3)$$

Donde G_{OB} es el gradiente litostático, G_{Hid} el gradiente hidrostático normal (1,02 g/cc), LNC la velocidad de propagación de ondas compresionales en condiciones de compactación normal y V_{el} las velocidades de propagación de ondas compresionales en el subsuelo. El exponente a fue calibrado, para dos intervalos diferentes, al momento de calcular los modelos 1D: para Punta Rosada Superior y Medio; y para Punta Rosada Inferior

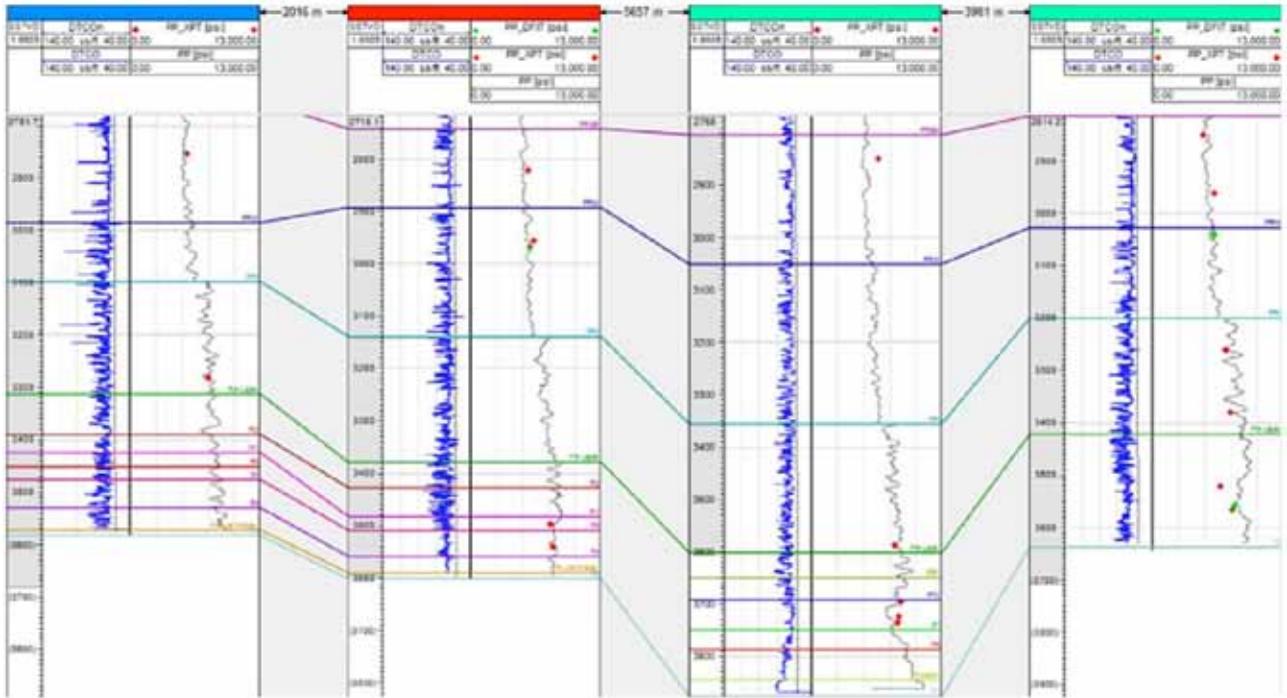


Figura 14. Modelos 1D de presión poral. Track1: profundidad TVDs. Track 2: sónico compresional y tren de compactación normal. Track 3: curva de presión poral y datos de calibración.

y Lajas.

La ecuación indica que para el cálculo de un volumen de G_{PP} se requiere de tres volúmenes:

uno de G_{OB} , otro de LNC y uno de V_{el} . La metodología de cálculo de estos volúmenes y del volumen de G_{PP} , descrita a continuación, se esquematiza en la figura 15.

El volumen de G_{OB} se generó en el dominio del tiempo. En una primera etapa se construyó un volumen de densidades a partir de la interpolación y extrapolación guiada por horizontes de 15 perfiles de densidad completados hasta superficie con una tendencia de tipo exponencial. Luego el volumen de densidades se escaló a profundidad con un modelo de velocidades calibradas y se integró en función de la profundidad.

El volumen de LNC se calculó en el dominio de la profundidad empleando la ley de compactación normal global ajustada con los modelos 1D.

El volumen de V_{el} , que debe ser representativo de las velocidades de las diferentes litologías del subsuelo, se obtuvo a partir del volumen de impedancia P resultante de la inversión simultánea *prestack*. Empleando perfiles de pozos se calibró una relación lineal entre la impedancia P y la velocidad para fangolitas y limolitas de las formaciones Punta Rosada y Lajas. La regresión ajustada, V_{el} (m/s) = 0,3704 x IMP(m/s*g/cc) + 101,8, tiene una correlación del 93% y un error inferior al 5%. Una vez generado el volumen de velocidades empleando esta relación se escaló a profundidad.

El volumen de G_{PP} se terminó de ajustar a los 42 mo-

delos 1D mediante el entrenamiento e implementación de redes neuronales.

Presión poral y propagación de errores

Con el fin de comparar los modelos calculados con las mediciones realizadas, es de fundamental importancia tener en cuenta la incerteza propagada para, de esta forma, poder identificar cuando se ha logrado un ajuste aceptable, sin necesidad de seguir iterando sobre los modelos para lograr aportes significativos. Para ello recordemos que el gradiente de presión de poro puede estimarse a partir de la ecuación de Eaton:

$$G_{PP} = G_{OB} - (G_{OB} - G_{Hid}) \left(\frac{V_{el}}{LNC} \right)^a \quad (3)$$

donde G_{OB} es el gradiente de presión de overburden, G_{Hid} es el gradiente de presión hidrostática, V_{el} la velocidad de propagación de las ondas compresionales, L es la ley normal de compactación y a es un coeficiente dimensional que se calibra con mediciones de presiones porales.

Cada una de estas variables pueden ser medidas o calculadas y tienen su rango de incerteza. De esta forma, la expresión propagada de la incerteza en el gradiente de presión de poro, despreciando la incerteza en G_{Hid} es

$$\Delta G_{PP} = \left| 1 - \left(\frac{V_{el}}{LNC} \right)^a \right| G_{OB} \frac{\Delta G_{OB}}{G_{OB}} + a |G_{OB} - G_{Hid}| \left(\frac{V_{el}}{LNC} \right)^{a-1} \frac{\Delta V_{el}}{V_{el}} + a |G_{OB} - G_{Hid}| \left(\frac{V_{el}}{LNC} \right)^a \frac{\Delta LNC}{LNC} \quad (4)$$

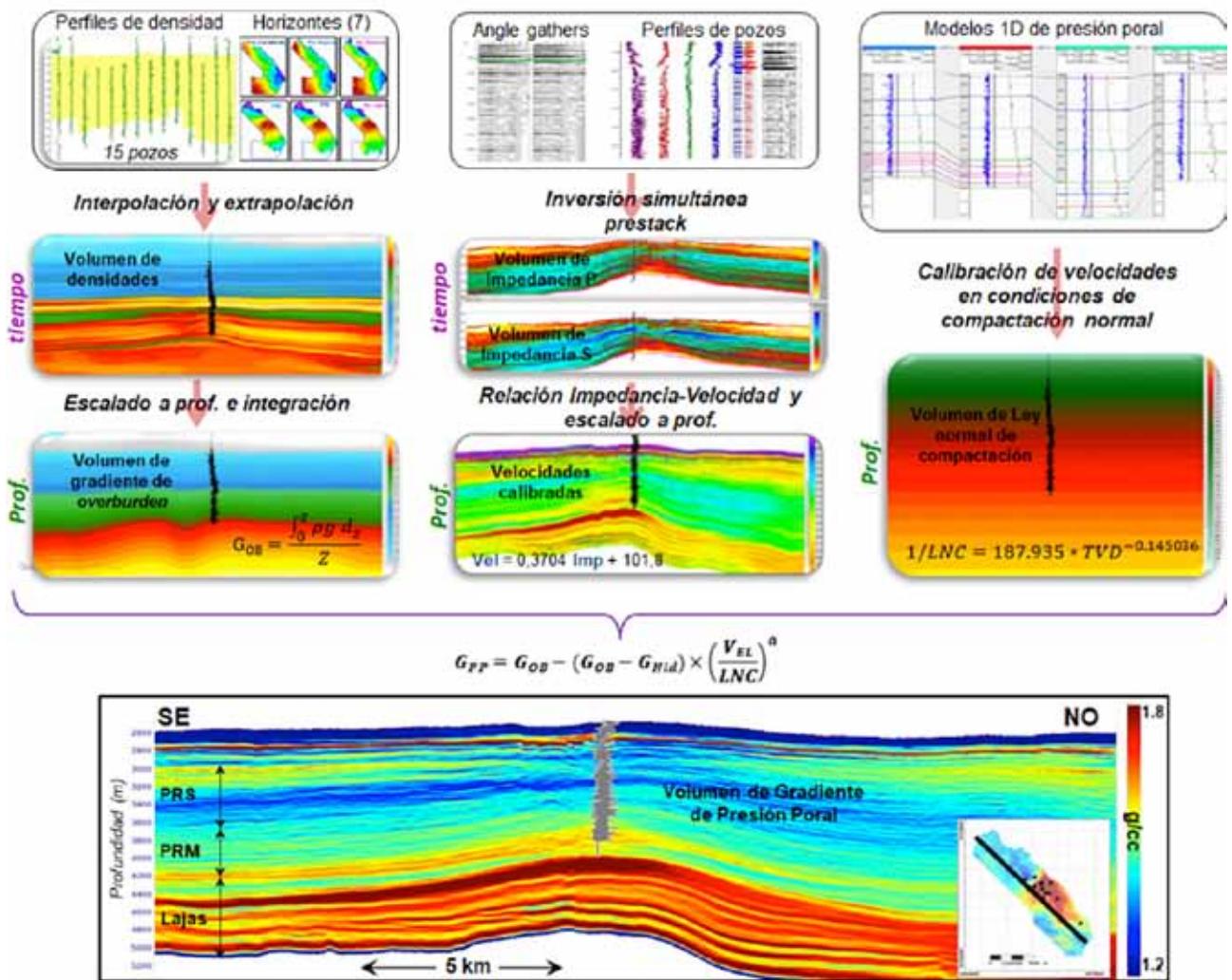


Figura 15. Esquema de la metodología empleada para el cálculo del volumen de gradiente de presión poral.

Podemos calcular el orden de magnitud de la incerteza propagada que podremos esperar. Por ejemplo, si consideramos valores e incertezas típicas:

$$G_{OB} = 2.35 \text{ y } \frac{\Delta G_{OB}}{G_{OB}} = 2\% \quad V_{el} = 4000 \text{ y } \frac{\Delta V_{el}}{V_{el}} = 4\% \quad LNC = 4266 \text{ y } \frac{\Delta LNC}{LNC} = 5\%$$

$$G_{Hid} = 1.04 \text{ y } n = 2.22 \quad G_{PP} = 1.2 \text{ y } \frac{\Delta G_{PP}}{G_{PP}} = 19\%$$

Aún con buena precisión sobre las variables medidas la incerteza sobre el gradiente de presión poral es de 19%.

Modelos y mediciones

Para contrastar los modelos previo y actual consideraremos un conjunto de 53 mediciones de ensayos de presión y DFIT. En las figuras 16 y 17 se observan los valores de presión poral predichos en ambos modelos donde se realizaron las mediciones. El error relativo es considerado como:

$$E_{rel} = \frac{|PP_{Cal} - PP_{med}|}{PP_{med}} \quad (5)$$

donde PP_{Cal} es la presión poral calculada y PP_{med} es la presión poral medida.

De las figuras es posible observar que si bien ambos modelos tienen un error pequeño (respecto a la incerteza intrínseca) el modelo actual minimiza el error, por lo que resulta más confiable.

Contraste con mediciones nuevas

Luego de la realización del modelo actual, se tomaron 61 puntos de presión adicionales en la campaña de perforación 2021-2022, los cuales sirvieron para evaluar la precisión del actual modelo. En las figuras 18 y 19 se puede observar que los valores obtenidos refuerzan la idea de que nuestro modelo actual tiene un grado de precisión mayor al previo y está dentro de los valores de incerteza intrínseca del cálculo.

En la figura 20, se presentan los registros de presión medidos: en rojo con ensayo de formación y en azul por DFIT. Además, se presenta la curva de presión hidrostática y en azul la predicción del modelo actual. El marco verde agrupa los pozos que sirvieron en la calibración del modelo 1D mientras que el celeste son posteriores. La medición de presión poral de reservorio se realizó siguiendo la metodología propuesta por Bianchi *et al.*

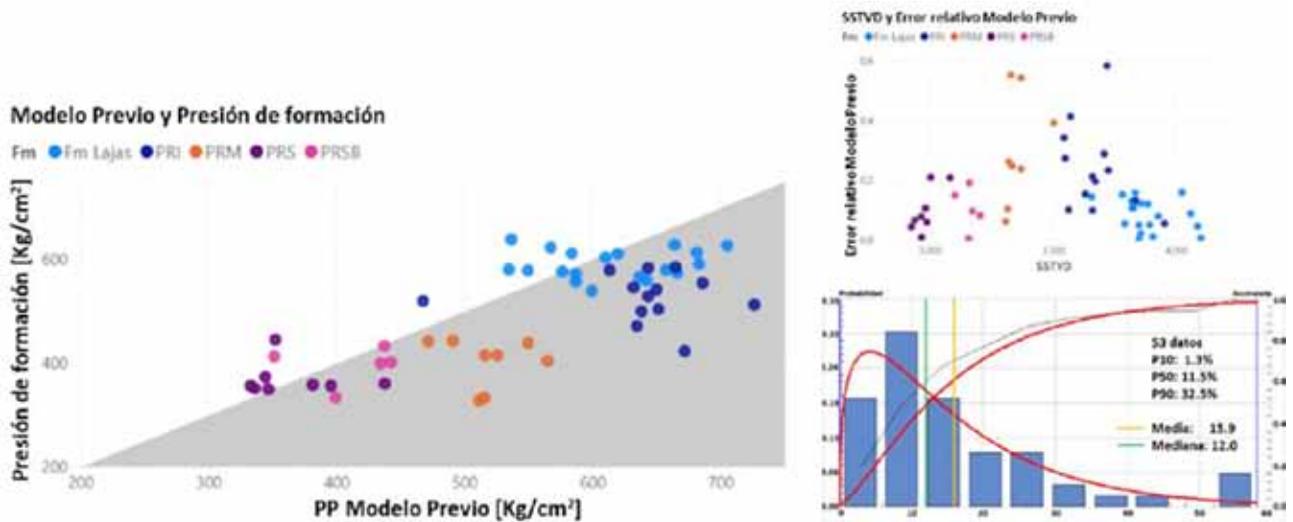


Figura 16. Izquierda: valores de presión calculados con el modelo previo versus valores medidos. Arriba derecha: errores relativos de cada punto medido. En colores las diferentes secuencias de las formaciones Punta Rosada y Lajas. Abajo derecha: histograma de errores. El P50 del modelo previo es de 11,5%.

(2018) para reservorios tipo *tight*. En general, se puede observar que el ajuste de los datos con el modelo actual es muy bueno. La dispersión que presentan algunos valores con la curva de predicción del modelo puede deberse a múltiples factores que se están analizando, sin tener al momento una conclusión.

En la figura 21 se presentan mapas para cada unidad, calculados entre tope y base de los estructurales que las limitan, como RMS (*root mean square*) del cubo de gradiente poral. Es posible observar una mayor sobrepresión en los sectores próximos a las fallas profundas consideradas *carriers* principales del sistema petrolero, que

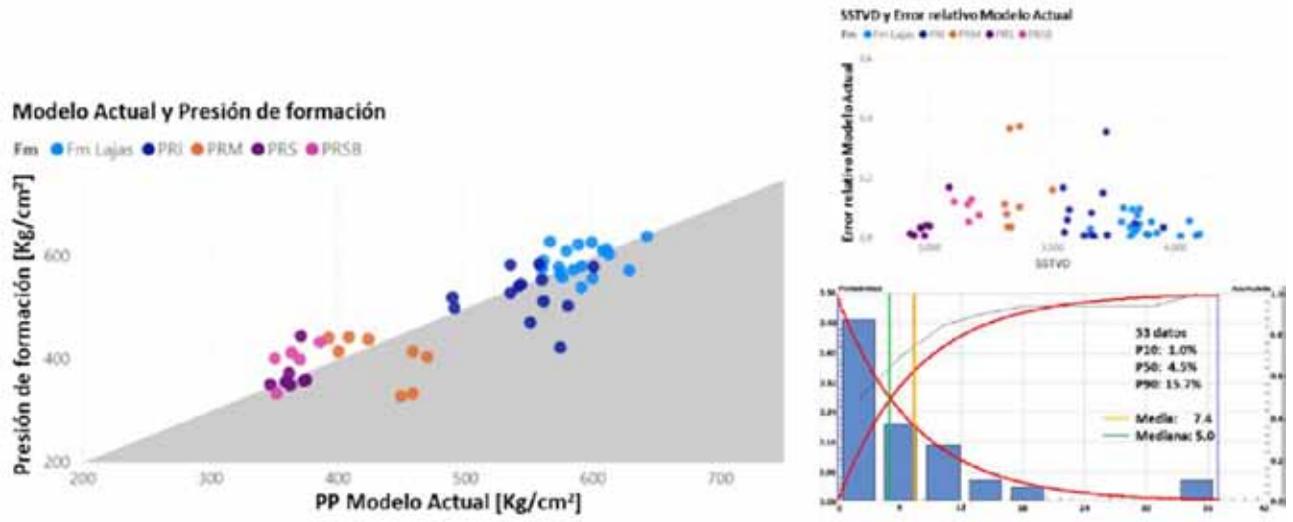


Figura 17. Izquierda: valores de presión calculados con el modelo actual versus valores medidos. Arriba derecha: errores relativos de cada punto medido. En colores las diferentes secuencias de las formaciones Punta Rosada y Lajas. Abajo derecha: histograma de errores. El P50 del modelo actual es de 4,5%.

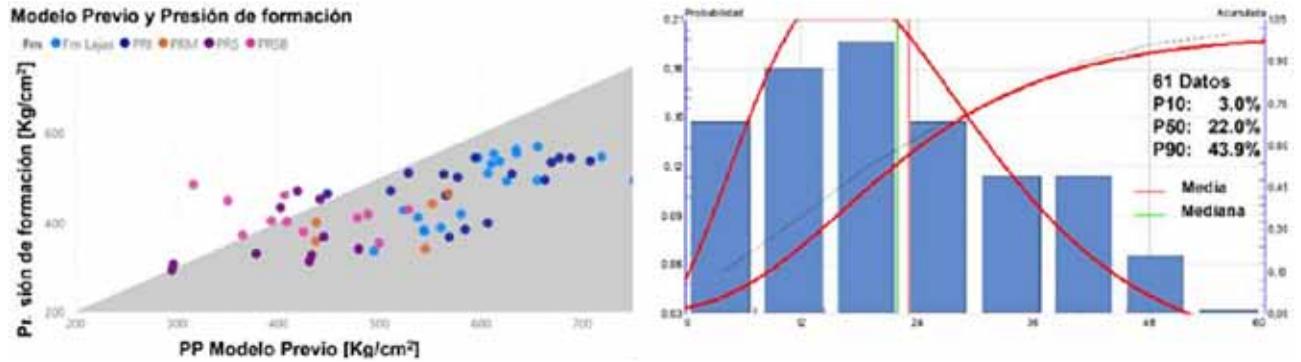


Figura 18. Nuevos valores de presión medidos y contrastados con el modelo previo. El P50 del error es de 22%.

Modelo Actual y Presión de formación

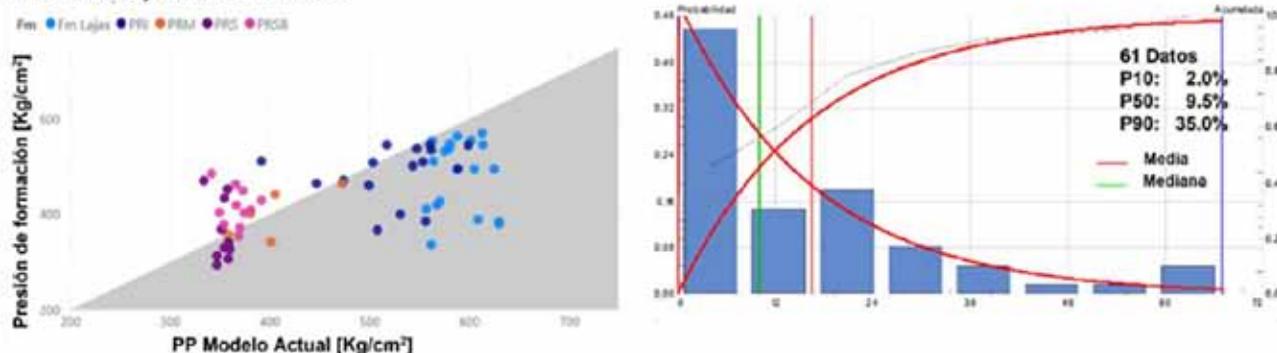


Figura 19. Nuevos valores de presión medidos y contrastados con el modelo actual. El P50 del error es de 9,5%.

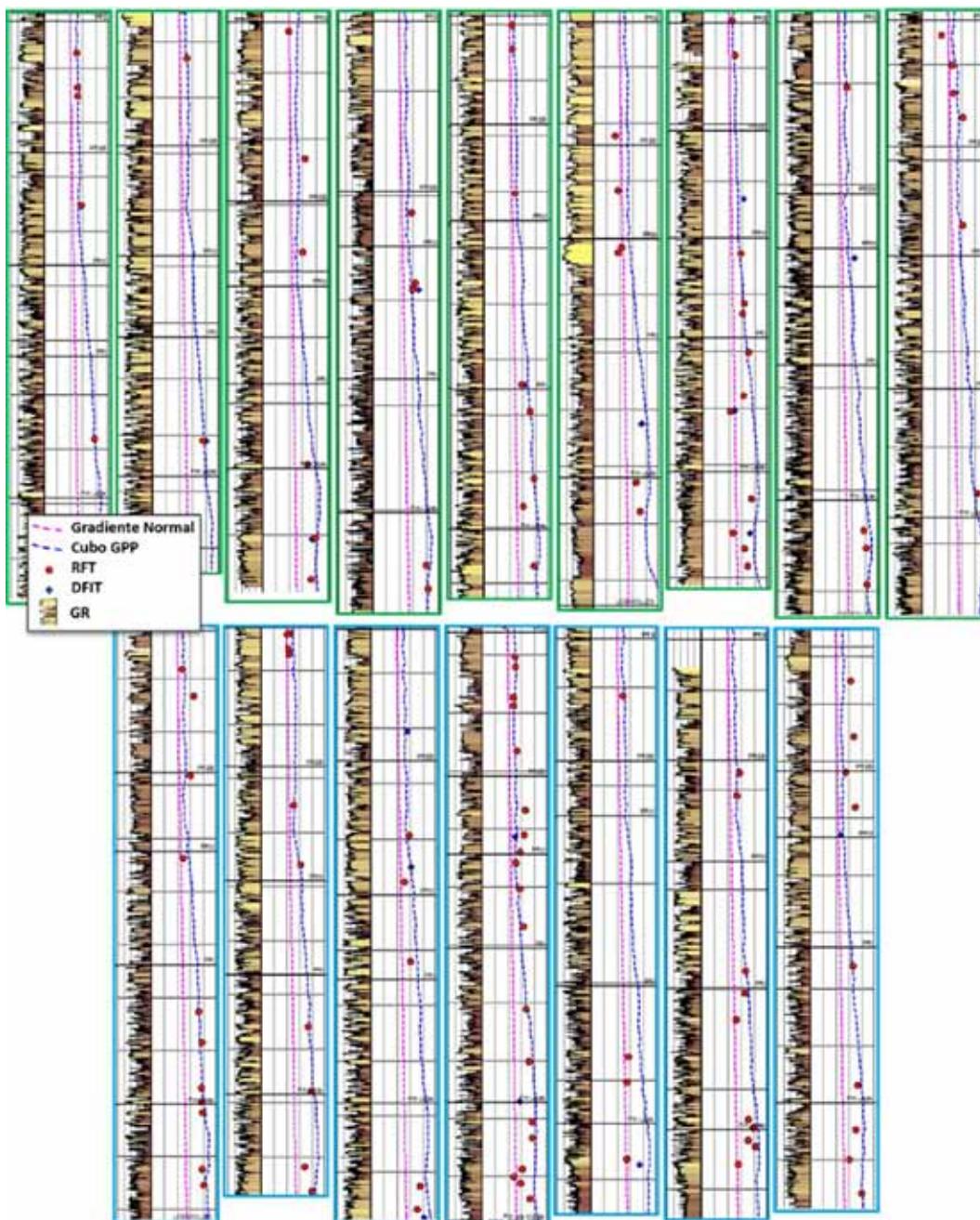


Figura 20. Ejemplo de pozos con registros de presión medidos en el intervalo Punta Rosada - Lajas. De izquierda a derecha se observa: 1° Track de Gamma Ray; 2° registro por ensayo de formación (círculo rojo) y por DFIT (círculo azul), curva de presión hidrostática (magenta) y curva de predicción del modelo actual de GPP (azul). Los pozos que se utilizaron en la calibración del modelo 1D se muestran en marco verde, mientras que el marco celeste representa los pozos perforados posteriores al modelo actual.

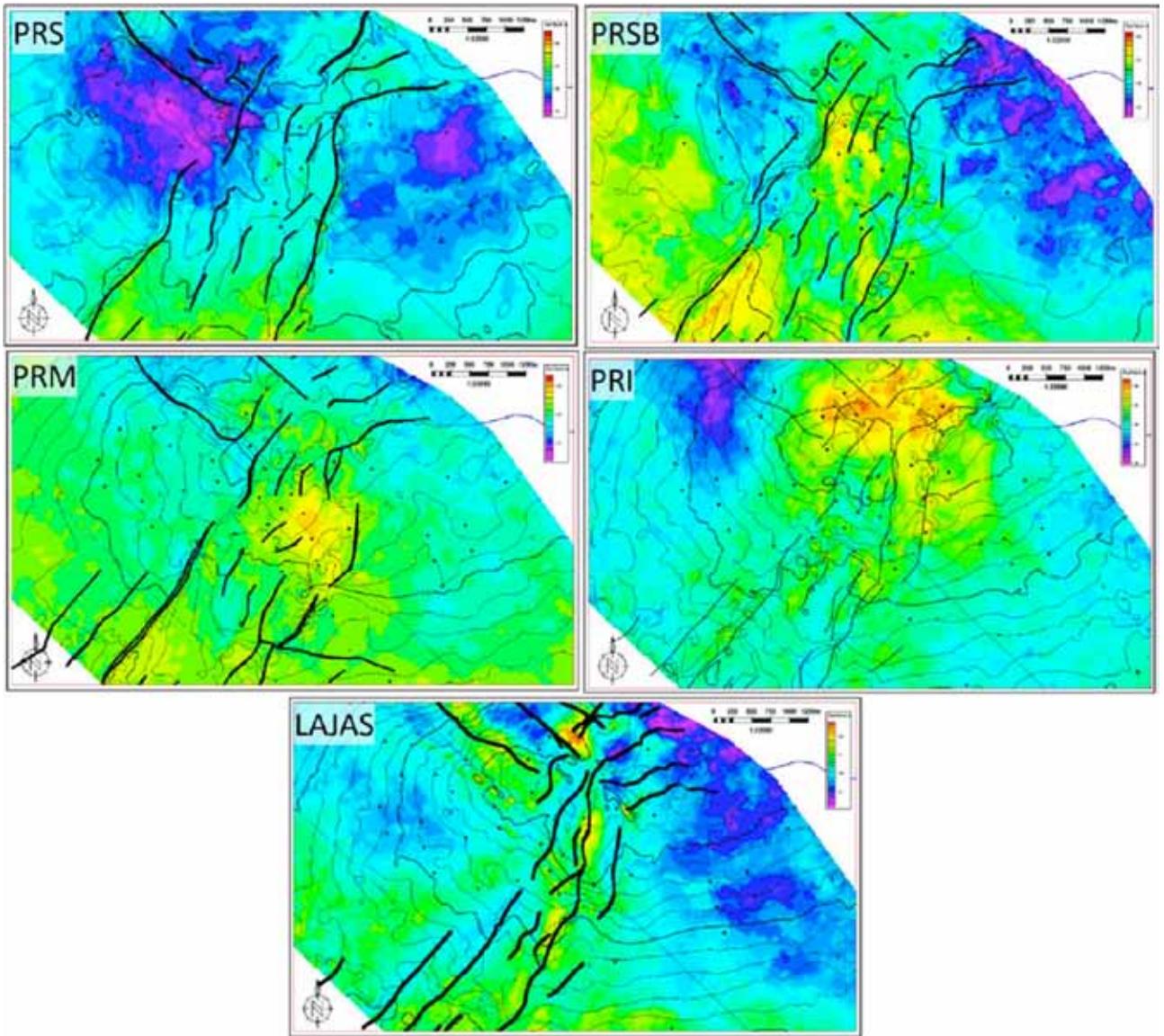


Figura 21. Mapas RMS de gradiente de presión poral para cada secuencia.

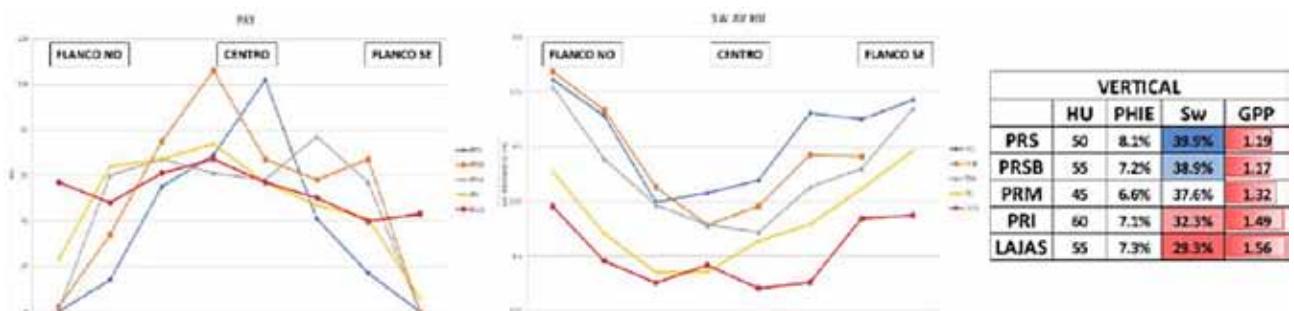


Figura 22. Valores promedio de espesor útil y Sw para cada secuencia en diferentes áreas del bloque. Tabla de valores promedios. HU: espesor útil.

conectan la roca generadora, Formación Los Molles con los reservorios (Berdini *et al.*, 2002, 2011; Olmos de la Cruz *et al.*, 2018). En el caso de la Formación Lajas, la carga ha sido definida como una trampa combinada por fallas y por contacto directo (Berdini *et al.*, 2005; Olmos de la Cruz *et al.*, 2018), esta última aporta mayor volumen de gas y genera una mineralización más uniforme en la zona. A medida que ascendemos en la columna, disminuye el área sobrepresionada (Figura 21), a su vez los datos de pozo indican que la saturación promedio

de cada secuencia también disminuye (Figura 22); esto se relaciona con la disponibilidad de gas del sistema petrolero. Otra característica relacionada con la carga que se observa hacia los flancos es la presencia de *onlaps* y truncaciones hacia las zonas altas de la estructura, que se relacionan tanto con las discordancias mayores ya mencionadas como con eventos menores, que evidencian períodos de mayor actividad tectónica sinsedimentaria (Figura 2). Dichos niveles preservados en los flancos, quedan desconectados de las fallas *carriers*, disminuyen-

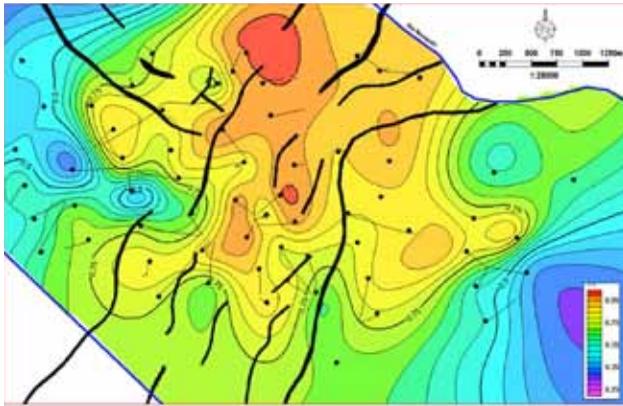


Figura 23. Mapa de relación de espesor útil versus espesor de reservorio para las formaciones Lajas y Punta Rosada.

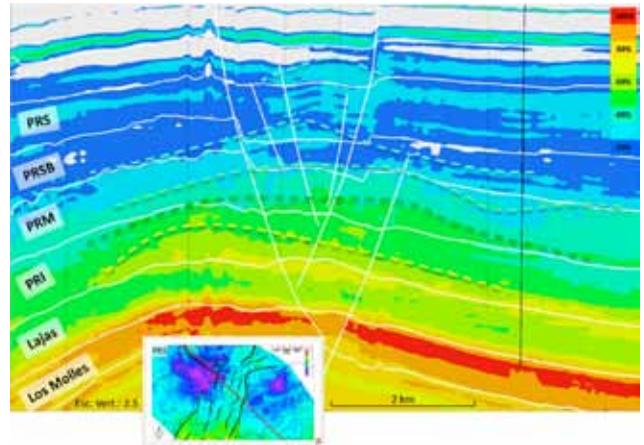


Figura 24. Sección sísmica NO-SE (GPP) mostrando las anomalías producto de la sobrepresión.

do la probabilidad de ser mineralizados.

Con datos de pozos también es posible identificar que las zonas próximas a las fallas (centro del yacimiento) presentan mayores espesores útiles, y una disminución de la saturación de agua (Figura 22). Para la Formación Lajas, este comportamiento del espesor mineralizado es atenuado, producto de la carga combinada mencionada.

Para evitar el efecto de preservación de espesor de los flancos, se presenta un mapa de la relación de espesor útil versus espesor de reservorio, en el cual también se observa la mayor eficiencia de la carga en las proximidades de las fallas *carriers* (Figura 23).

En una sección NO-SE de GPP (Figura 24) es posible observar las anomalías producto de la sobrepresión, vinculadas a las zonas de fallas (*carriers*), alcanzando valores que superan el 60% de sobrepresión. Esta sobrepresión respondería a una combinación de factores, el craqueo de líquidos del primer pulso de la Formación Los Molles y una segunda migración de gas ya en condiciones de reservorios *tight* (Berdini *et al.*, 2011 y Olmos de la Cruz *et al.*, 2018).

Conclusiones

Los resultados de la inversión sísmica *prestack* y cálculo de volumen de presión poral son consistentes en comparación con la información de pozos. El producto de la inversión muestra, para los 15 pozos involucrados en el estudio, un error promedio de 5,3% en la impedancia P y 8,5% para la impedancia S.

El modelado 1D de presiones porales utilizando dos exponentes en la ecuación de Eaton optimizó el ajuste de las predicciones con los datos medidos. El error promedio en la estimación de presiones 1D fue de 570 psi (40 kg/cm^2).

Los datos de RFT y DFIT indican que las presiones para las formaciones Punta Rosada y Formación Lajas presentan una sobrepresión que aumenta en profundidad, variando entre 0.5 psi/ft en Punta Rosada Superior y hasta 0.7 psi/ft en la base de la Formación Lajas.

El cálculo de la incerteza intrínseca para el modelo de presión poral permitió estimar un error del 9,5% para el modelo actual. El modelo previo tenía un error del 22%, y si bien ambos estudios pueden considerarse correctos, el modelo actual minimiza las diferencias resultando más confiable.

En líneas generales, los mapas de gradiente de presión poral para cada una de las secuencias analizadas mostraron una mayor sobrepresión en los sectores próximos a las fallas profundas consideradas *carriers* principales del sistema petrolero, alcanzando valores superiores al 60%. En relación con el área sobrepresionada, se observa que esta disminuye a medida que ascendemos en la columna, como así también la saturación promedio para cada secuencia según los datos de pozo.

Finalmente, el trabajo permitió acotar las incertidumbres y complementar las herramientas existentes para la prognosis de propuestas de pozo y estudios a futuro.

Agradecimientos

Agradecemos a YPF S.A., Pampa Energía S.A. y Petrobras S.A. por permitir la publicación del este trabajo y



a todos los que colaboraron con observaciones valiosas para mejorar la calidad técnica del estudio.

Referencias bibliográficas

- Al-Dabagh Hazim, H., Alkhafaf, S., 2011. "Comparison of K-Rho and Lambda-Rho in clastic rocks: a test on two wells with different reservoir-quality stacked sands from West Africa". *The Leading Edge* 30, N° 9, 986-994.
- Arregui, C., Benotti S. y Carbone O., 1996. Sistemas Petroleros Asociados en el Yacimiento Entre Lomas, Pcia. del Neuquén. XIII Congreso Geológico Argentino y II Congreso de Exploración de Hidrocarburos, 1, 287-306. Buenos Aires, Argentina.
- Berdini, O., Arregui, C. y Pimentel Mendes, M. 2002. Evolución tecto-sedimentaria de la estructura Río Neuquén, Cuenca Neuquina, República Argentina. 15o Congreso Geológico Argentino, Actas 3: 187-192, Calafate.
- Berdini, O.; Schachner, G.; Castellarini, P.; Arregui, C. y Quinteros, J., 2005. Entrampamientos del Yacimiento Río Neuquén. En Kozlowski, E.; Vergani, G. y Boll, A. Eds *Las trampas de hidrocarburos en las cuencas productivas de Argentina*. VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos: 299-316. Mar del Plata.
- Berdini O., J. F. Rodríguez, S. D. Matheos, L. A. Spalletti y H. J. Villar, 2011. *Evaluación de los procesos diagenéticos y modelado bidimensional del sistema petrolero Los Molles-Lajas/Punta Rosada en el yacimiento Río Neuquén, Cuenca neuquina, Argentina*. Actas del VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, 549-566.
- Bianchi, F., Heine, S., Carrizo Páez, N., Bosco, S. and Bach, R., 2018. Pressure Measurements Challenges in Low Permeability Reservoirs of Neuquén Basin, Argentina. Paper presented at the SPE Argentina Exploration and Production of Unconventional Resources Symposium, Neuquén, Argentina, August 2018. doi: <https://doi.org/10.2118/191869-MS>.
- Brisson, I. y Veiga, R. 1999. Guía de campo de la Cuenca Neuquina. Informe inédito YPF.
- Carrizo, N., Santiago, E., Saldungaray, P., 2021. An integrated physical characterization of a siliciclastic tight gas reservoir in Neuquén basin, western Argentina. SPWLA 62nd Annual Logging Symposium, May 17-20, 2021.
- Caracterización sísmica de las formaciones Punta Rosada y Lajas. Inversión pre-stack de trazas y presión poral en el Bloque Río Neuquén, Cuenca Neuquina
- Cristalini, E. y Olmos de la Cruz, M., 2016. Caracterización estructural y evolución tectónica del bloque Río Neuquén, Provincias del Neuquén y Río Negro. LA. TE. Andes. Informe interno Pampa Energía S.A.
- Olmos de la Cruz, M.; Ibañez Zurita, P.; Krittian, A.; Naidés, C. 2018. Arenas Compactas del Grupo Cuyo, Yacimiento Río Neuquén. Rocas Reservorio de las cuencas productivas argentinas, X Congreso de HC Mendoza.
- Digregorio, José H. 1972. Neuquén. En: Leanza, A.F. (Ed.): *Geología Regional Argentina*. Academia Nacional de Ciencias. República Argentina. 439-506. Córdoba.
- Duloc, A. 2015. *Cálculo del cubo de espectro de amplitud*. Informe interno YPF.
- Eaton, B. A., 1975. *The Equation for Geopressure Prediction from Well Logs*. Society of Petroleum Engineers of AIME. SPE 5544.
- Eaton, Ben A., 1975, "The Equation for Geopressure Prediction from Well Logs". SPE N°5544. (Society of Petroleum Engineers of AIME, 1975).
- Gulisano, C. A., A. Gutiérrez Pleimling & R. E. Digregorio. 1984b. Esquema estratigráfico de la secuencia jurásica del oeste de la provincia del Neuquén. IX Congreso Geológico Argentino, Actas 1: 236-259. Buenos Aires.
- Guerra, J., Olmos de la Cruz, M., Szelagoswsky, M. y Ibañez Zurita, P., 2018. Modeling Geopressures in a Tight Gas Reservoir, An Argentinean Case. SPE Argentina Exploration and Production of Unconventional Resources Symposium (SPE-191814-MS). Neuquén, Argentina. pp 1-21.
- Mombrú, C.A. y Uliana, M.A. 1978. Esquema tectosedimentario de la cuenca mesozoica de Mendoza y Neuquén. 7° congreso Geológico Argentino (Neuquén), Actas 2: 239-256.
- Raggio, F., Luna, E., López Pezéz, G., Jorgensen, L., Coppo, R., Späth, F., Atencio, M., y Di Benedetto, M. 2013. Potencial for Basin-Centered Gas System in the Neuquén Basin, Early Middle Jurassic Tight-Gas Reservoirs (Cuyo Group). Unconventional Resources: Souths American Plays. Cartagena, Colombia – September 2013 – Conference: AAPG ICE.
- Sharma, R. and Chopra, S., 2015. Determination of Lithology and brittleness of rocks with new attribute. *The Leading Edge* 34 (5), 936-941.
- Silvestro J. y Zubiri M. 2008. Convergencia Oblicua: Modelo estructural alternativo para la Dorsal Neuquina (39°S)- Neuquén. *Revista de la Asociación Geológica Argentina* 63 (1), 49-64.
- Turic, M., Aramayo Flores, F., Gómez Omil, R., Pombo, R., Peroni, G., Scitutto J., Robles, D. y Cáceres, A. 1987. Geología de las cuencas petroleras de la Argentina. En Felder, B.A. (ed.) *Evaluación de las Formaciones en la Argentina I* (1), 1-44, Schlumberger, Buenos Aires.
- Viñes, E. F., Vaillard L. C. y Foucault J. E., 1987, Alto Fondo de Basamento y Discordancias Intracuyanas en el Subsuelo de la Cuenca Neuquina, Prov. del Neuquén, Rca. Argentina. X Congreso Geológico Argentino, Actas I, 131-134. San Miguel de Tucumán, Argentina.
- Weaver, Ch. 1931 Paleontology of the Jurassic and Cretaceous of West. Central Argentina. University of Washington. Memoir 1, 1-469. Seattle.
- White, R. E. 1980. Partial coherence matching of synthetic seismograms with seismic traces. *Geophysical Prospecting*, 28, 333-358.



Desarrollo y rejuvenecimiento de un campo maduro a partir de la optimización en la producción

Por *Manuel Emiliano Arijón y Santiago Eduardo Fernández* (Pan American Energy)

Este trabajo fue seleccionado como el mejor por el tema Campos Maduros en el marco del 11° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (CONEXPLO) realizado por el IAPG en noviembre de 2022.

El área Cerro Dragón, operado por Pan American Energy, se ubica en el flanco norte de la cuenca del Golfo San Jorge y está compuesto por diferentes yacimientos productivos con desarrollo de proyectos de petróleo y gas desde 1965. Se destacan diferentes estrategias de desarrollo en función de la geología e historia de cada bloque: recuperación primaria de petróleo, recuperación secundaria por inyección de agua, métodos de recuperación terciaria (EOR) y surgencia de gas. El yacimiento Valle Hermoso Centro (VH-C) se encuentra en la zona central de Cerro Dragón y abarca un área de 25 km². Sus límites, de índole estructural, fueron definidos mediante interpretación sísmica y datos de pozo (Figura 1).

Como puede observarse en la figura 2, el bloque VH-C posee una larga historia de producción con más de 50 años de desarrollo (272 pozos perforados, Gp: 5910 MMm³ (36 MMBOE), Np: 5275 Mm³ (33.2 MMBOE), po-



tenciada a partir de campañas masivas de perforación. El pozo VH-1, descubridor del área, fue perforado en 1964. Los objetivos de los pozos perforados son petroleros y gasíferos a profundidades que oscilan entre los 1500 y 2600 m.

En los primeros años de desarrollo del bloque (hasta 2000 aproximadamente) se mantuvieron unos 40 pozos activos en promedio, con producciones de petróleo diarias que promediaron 300 m³/d y producciones de gas marginales. Estos pozos son someros y con objetivos petroleros de la Formación Comodoro Rivadavia (Figura 5). Entre el año 2000 y 2007 se perforaron 55 pozos que ayudaron a dar un salto incremental de producción acumulada de gas de 373 MMm³ (2,3 MMBOE) a 1850 MMm³ (11,3 MMBOE) y que permitieron tener producciones diarias promedio de petróleo de 330 m³/d y 500 Mm³/d de gas. Estos pozos son más profundos y llegan

a objetivos de las formaciones Mina el Carmen y Pozo D-129, se debieron dejar aislados algunos niveles gasíferos de esta última por presencia de CO₂ y falta de capacidad de tratamiento del mismo. A partir de 2017 comenzó la segunda campaña masiva de perforación (más de 60 pozos perforados), que mostraron, en la actualidad, una producción acumulada de gas de 5910 MMm³ (36 MMBOE) que permitió mantener estable la producción diaria de petróleo en 330 m³/d y una acumulada de 5275 Mm³ (33,2 MMBOE). La producción de gas aumentó en promedio a valores de 1365 Mm³/d, estas últimas son las máximas históricas del bloque (Figura 2). Valores que se lograron explotando niveles gasíferos de las formaciones Mina El Carmen y Pozo D-129 y, en parte, gracias al inicio del tratamiento y separación de gas con CO₂ que producen algunos niveles de la Formación Pozo D-129 a partir de 2013. Como se observa en la figura 3, la campaña 2000 a 2007 se enfocó en la zona NNE del bloque coincidente con el área más alta en estructura (Figura 6). La campaña que comenzó en 2017 y continúa hasta la actualidad, se concentra en zonas más bajas estructuralmente y con foco de acortar distanciamientos entre pozos de tipo *infill*.

Los pozos de VH-C explotan niveles petroleros y gasíferos de las tres formaciones reservorios que hay en este sector de la cuenca (Figura 5): Formación Comodoro Rivadavia, Formación Mina el Carmen y Formación Pozo D-129. Muchos pozos de las últimas campañas explotan las tres formaciones en simultáneo, lo que genera importantes desafíos técnicos para poder optimizar la producción y para lograr obtener información suficiente para continuar estudiando el bloque.

La producción de petróleo proviene mayormente de areniscas y areniscas tobáceas de origen fluvial de la Formación Comodoro Rivadavia y la Formación Mina del Carmen y la mayor productividad de gas proviene de facies areno-tobáceas de plataforma lacustre de la Formación Pozo D-129. Durante los primeros años de explotación del bloque se buscaban objetivos de areniscas y areniscas tobáceas de la Formación Comodoro Rivadavia (Lesta, 1968), pero su depletación conllevó, a partir de 2000, a cambiar la estrategia de desarrollo para así poder contactar niveles más profundos de la Formación Mina del Carmen y la Formación Pozo D-129. Esto generó cambios en estrategias de distanciamientos entre pozos, diseños de estimulación y sistemas de extracción. Uno de los desafíos se relaciona con la identificación de gas combustible con porcentajes variables de CO₂ que pueden llegar hasta un 50% en algunos niveles de la Formación Pozo D-129. Otro desafío es el estudio y análisis de la Formación Mina el Carmen, representada por una sucesión de areniscas, tobas y tufitas de origen continental depositadas en ambiente fluvio-lacustre. Los cuerpos arenosos existentes son escasos, debido al bajo *net to gross* de la formación y, en general, esos cuerpos se encuentran aislados y muestran alta participación piroclástica en la planicie de inundación (Cohen *et al.*, 2021). El análisis utilizado para entender la distribución y el desarrollo de estas facies llevó a aplicar conceptos de estratigrafía secuencial para ambientes continentales y así predecir su arquitectura fluvial. Estos conceptos se aplicaron para mejorar el mapeo de reservorios, identifi-

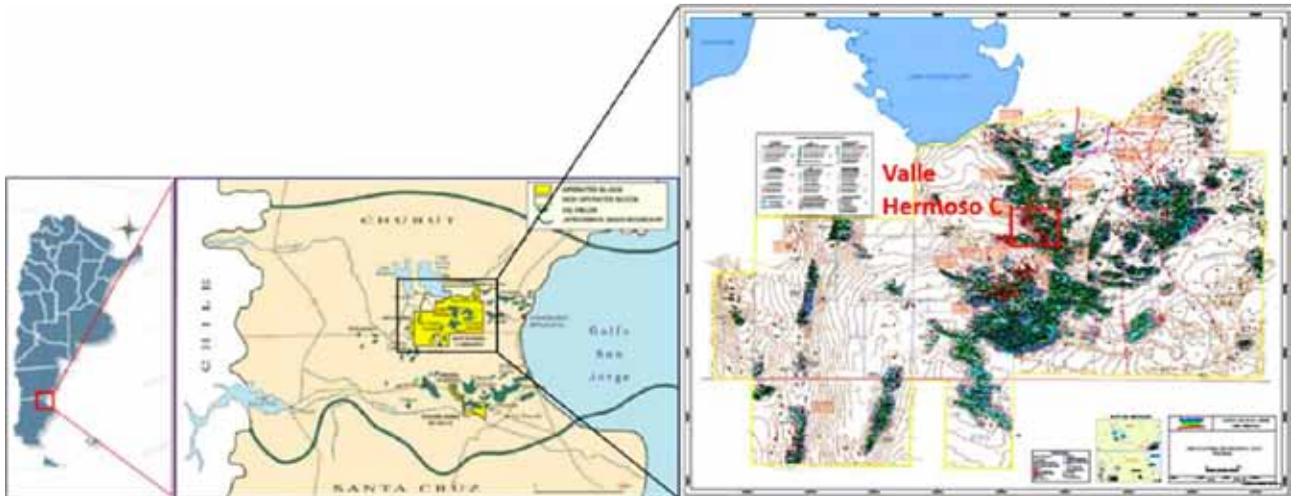


Figura 1. Ubicación del área de estudio y de la cuenca del Golfo San Jorge.

car con mayor precisión estas facies poco amalgamadas y optimizar el desarrollo. La Formación Comodoro Rivadavia (Lesta, 1968), con predominio de areniscas medianas a gruesas de origen fluvial, presenta en la actualidad

reservorios despresurizados. Por lo tanto, se delimitó un área para iniciar un piloto de recuperación secundaria con proyección de avanzar en etapas a partir de resultados obtenidos.

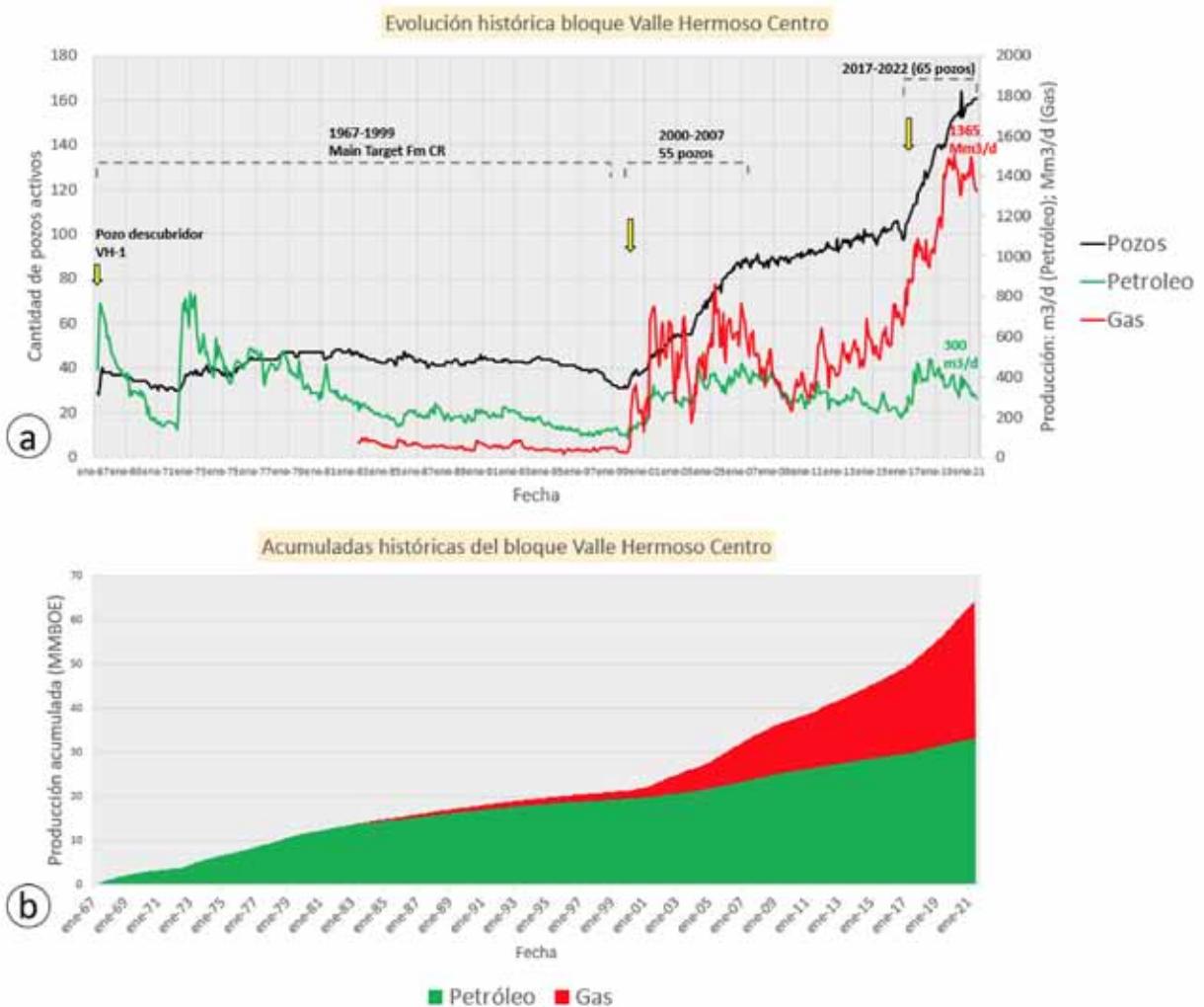


Figura 2. a. Evolución de la producción en el yacimiento Valle Hermoso Centro. b. Producción acumulada de petróleo y gas en el yacimiento Valle Hermoso Centro.

Marco geológico

La cuenca del Golfo San Jorge es una cuenca extensional, intracratónica, con su eje principal oeste-este, de edad Cretácica-Terciaria. Limitada al norte por el Macizo Norpatagónico, al sur por el Mesocratón del Deseado, al oeste por la cordillera de los Andes y al este por el margen continental del océano Atlántico (Figari *et al.*, 1999). Cerro Dragón está ubicado en el flanco norte de la cuenca, y alberga en su sector centro de la concesión al bloque de referencia (Valle Hermoso Centro).

La evolución estructural y deposicional inicia durante la etapa de *rifting* Triásico-Jurásico inferior (Fitzgerald *et al.*, 1990), inicio de apertura atlántica, conformando un basamento económico, que representa un estadio de hemigraben juvenil y los depósitos liásicos de cubeta extensional.

Un posterior período de extensión durante el Jurásico medio, difícil de separar del primer evento (Fitzgerald *et al.*, 1990), culmina con los sedimentos clásticos y vulcanitas del Grupo Lonco Trapial, (Lesta y Ferello, 1972), evento conocido también como Complejo Volcánico Sedimentario (CVS) (Figura 5).

Sobre estas cubetas, se depositan en forma discordante la sucesión epiclástica del grupo Las Heras, depositados en una etapa de hemigraben maduro. Conformados por pelitas de la Formación Pozo Anticlinal Aguada Bandera (Lesta *et al.*, 1980) asociadas a un relleno de cuenca

hambrienta (>subsistencia vs sedimentación), y areniscas de la Formación Pozo Cerro Guadal (Ferello y Lesta, 1973), que corresponden a un estadio de máxima inundación con influencia marina pacífica. Ambas etapas asignadas a un late *rift* (Sylwan, 2001; Scazzioti, 2008). En Cerro Dragón, para las formaciones mencionadas se interpretan facies transicionales discontinuas, facies progredientes proximales de ambiente lacustre somero, semicontinuas y de alta amplitud sísmica, representando depósitos fluvio-deltaicos que alimentan un pequeño lago y facies distales de ambiente subáqueo somero que progredan y muestran onlap en los límites de las cubetas. La calidad orgánica y el potencial generador serían menores que en la Formación Aguada Bandera y la ocurrencia de reservorios no está probada (López Angriman *et al.*, 2014).

Marcado por una discordancia angular, sobreyacen los depósitos del Gr. Chubut (Formaciones Pozo D-129, Mina del Carmen y Comodoro Rivadavia). Durante la deposición de este grupo, no hay vinculación con el pacífico, con el depocentro desplazado al Este y por consiguiente la columna estratigráfica enteramente continental (Figari *et al.*, 1999). Cambios de facies y espesor en la Formación Pozo D-129 indican control tectónico durante la deposición. Etapa interpretada como de reactivación tectónica extensional-transensional y sag; indentación de la faja plegada de San Bernardo entre el Macizo Norpatagónico y el Macizo del Deseado durante

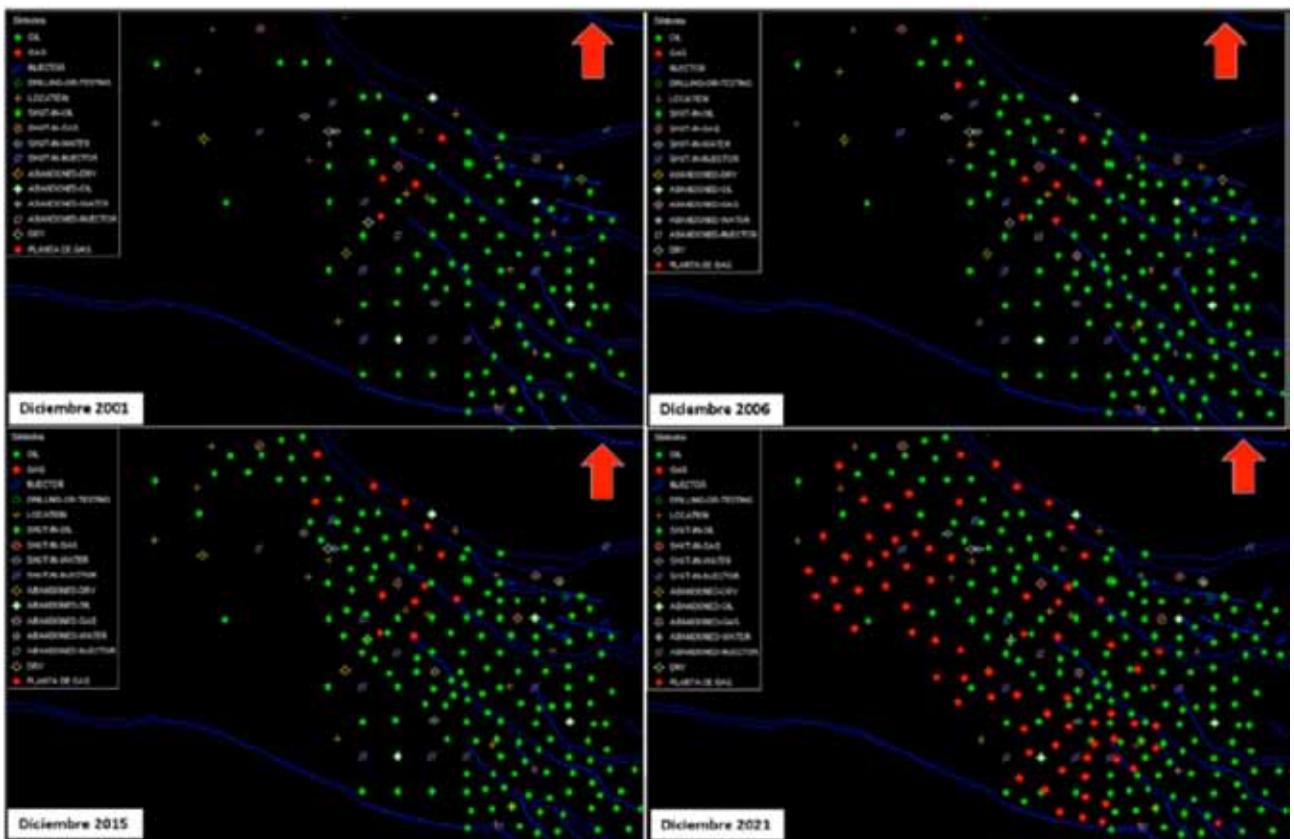


Figura 3. Evolución de pozos perforados entre 2001 y 2021.

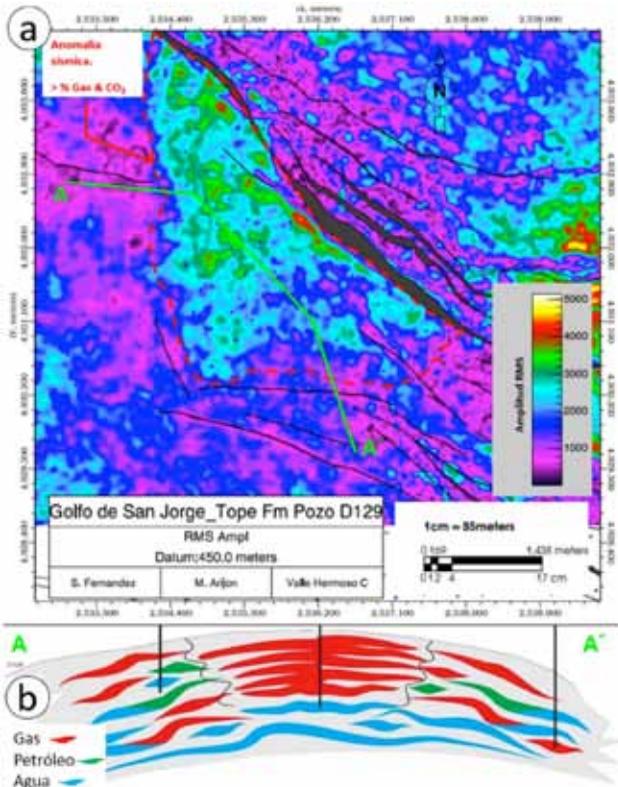


Figura 4. a. Extracción RMS Amplitud para la Formación Pozo D-129. Discriminación zona alterada (> % de gas y CO₂, zona alterada). b. Interpretación esquemático ONO-ESE de la distribución de fluidos y sus contactos dentro y fuera de la zona de anomalía.

la apertura inicial del Atlántico sur (Folguera *et al.*, 2019).

La Formación Pozo D-129 (Lesta, 1968) está representada por pelitas bituminosas, calizas y sucesiones clásticas con variable contenido tobáceo, interpretadas como sedimentos lacustre en un ambiente lacustre en el inicio de la segunda fase extensional de la cuenca (Cohen *et al.*, 2021). Los reservorios corresponden, en el bloque VH-C, a acumulaciones de areniscas tobáceas depositadas como barras de plataforma y lóbulos subácuos de carácter hiperpícnico re trabajados por las variaciones en el nivel del lago. En general, el material es de grano medio a muy fino. Cabe destacar que en el extremo norte de este bloque, la Formación Pozo D-129 está dentro de una zona alterada producto de procesos diagenéticos que se evidencian a partir de una respuesta sísmica anómala (altas amplitudes), y las características del reservorio difieren del resto del bloque (estructuras porales vinculadas a alteración y disolución de vidrio volcánico, recristalización de feldespatos, disolución parcial a total de feldespatos en tobas y areniscas volcanoclásticas, y disolución de carbonatos), cargada en su mayoría con gas con altos porcentajes de CO₂ (Figura 4) diferenciándose así del resto del bloque VH-C que, si bien presenta CO₂ en sus reservorios, estos no se encuentran alterados sino que presentan condiciones petrofísicas más pobres y requieren estimulaciones hidráulicas que incluyen gran cantidad de sacos de arena para poder obtener producciones comerciales de hidrocarburo.

La Formación Mina del Carmen (Lesta, 1968) está representada por una sucesión de sedimentos tobáceos depositados en ambientes fluviales compuestos, tanto por

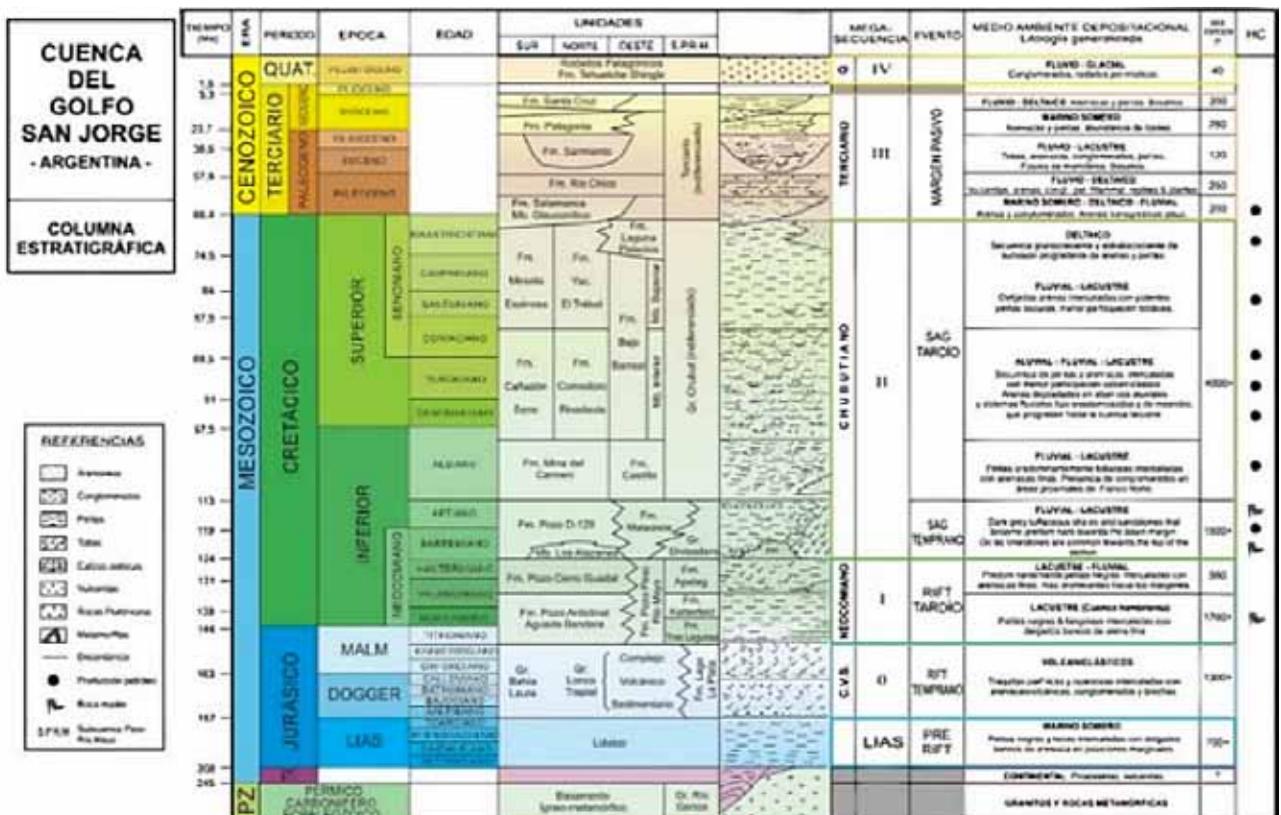


Figura 5. Columna estratigráfica de la cuenca del Golfo San Jorge (modificado de Sylwan. *et al.*, 2011).

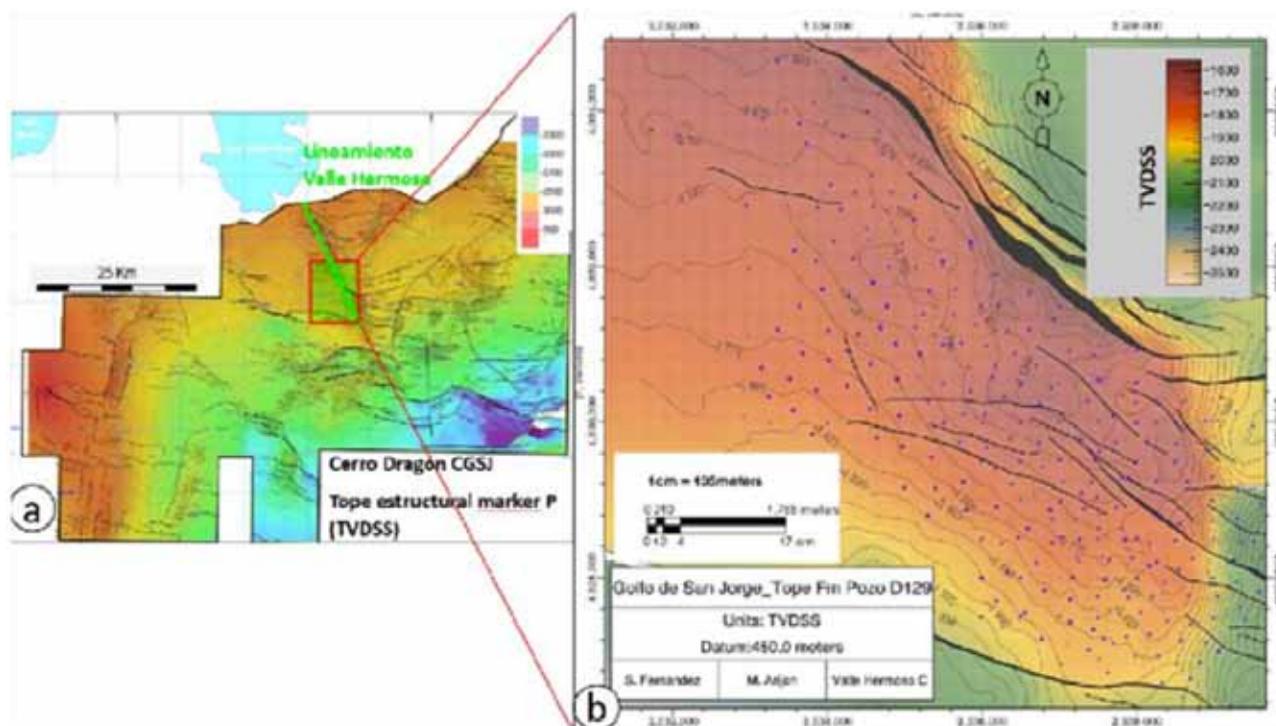


Figura. 6. A. Mapa estructural del yacimiento Cerro Dragón referenciado al tope estructural del marker P + demarcación estructural “Lineamiento Valle Hermoso”. b. Mapa estructural del bloque Valle Hermoso Centro referenciado al tope estructural de la Formación Pozo D-129.

facies canalizadas como no canalizadas de planicies de inundación proximal y distal. Litológicamente se constituye por tobos y areniscas con cantidades elevadas de material piroclástico. Predominan tobos generalmente vítreas y areniscas tobáceas derivadas del retrabajo de los depósitos de caída (Cohen, *et al.* 2021).

La Formación Comodoro Rivadavia se compone de una alternancia de areniscas y pelitas donde el contenido tobáceo es escaso a nulo. Interpretadas como depósitos fluviales (Lesta, 1968) y pelitas interpretadas, como la planicie de inundación. El contenido tobáceo disminuye desde la base hacia el tope formacional. La Unidad Tobífera o Sección Tobácea se considera informalmente como la sección basal de la Formación Comodoro Rivadavia. Dentro de esta unidad se han observado depósitos arenosos de importante distribución areal, amalgamadas en el sector central del área de estudio. Sobreyacen depósitos terciarios marcados por una discordancia angular, asociados a eventos transgresivos regresivos con vergencia atlántica.

El bloque VH-C, para las Formación Comodoro Rivadavia, Mina El Carmen y Pozo D-129, está conformado por un alto estructural limitado al noreste y sur por fallas normales que buzcan al norte y sur, respectivamente. A su vez, en el sector sureste del bloque, existen rasgos estructurales menores, pero más densos que generan compartimentalizaciones importantes en toda la columna estratigráfica. En el nivel regional, esta estructura corresponde a una expresión denominada por PAE como Lineamiento Valle Hermoso, que transfiere esfuerzos distensivos desde el flanco norte hacia el centro de la cuenca.

Hacia el oeste, el alto estructural cae sin encontrar fallas limitantes, y los reservorios definen su culminación

por acúñamiento estratigráfico y por disminución de cota estructural (Figura 6).

Localmente, las fallas normales que limitan al norte y noreste actúan como fallas maestras en la conformación de la estructura y, productivamente, son una vía de migración para los hidrocarburos generados en la Formación Pozo D-129. Los rechazos medidos por sismica se encuentran en el orden de los 200 m, y menores para las fallas extensionales perpendiculares al lineamiento principal. A partir del Cretácico inferior-tardío el bloque es sometido a un nuevo episodio extensional-transensional representado por fallas sintéticas, antitéticas y fallas menores con menor rechazo de orientación general ONO-ESE (Folguera *et al.*, 2019). La actividad tectónica de este conjunto de estructuras es lenta y pulsátil, a partir de los cuales originan una respuesta sedimentaria sin y postectónica para la sección basal de la Formación Mina del Carmen (Cayo *et al.*, 2011; Crovetto *et al.*, 2013 y Paredes *et al.*, 2013), evidenciado por cambios significativos en los espesores sísmicos entre los *markers* interpretados. Para la Formación Comodoro Rivadavia puede observarse una disminución en la cantidad de fallas y el mismo rango de inclinación de los horizontes interpretados, debido a una etapa sin actividad tectónica (Figura 7).

La mayor acumulación de gas se registra en la parte más alta de la estructura junto con la combinación de porcentuales de CO₂ para la Formación Pozo D-129.

Desde el punto de vista estratigráfico, la distribución de fluidos y trampas se asocian a heterogeneidades internas de los reservorios, variaciones laterales de facies de canal a facies de albardón y planicies de inundación para reservorios de la Formación Comodoro Rivadavia y Mina del Carmen. Respecta de la Formación Pozo D-129,

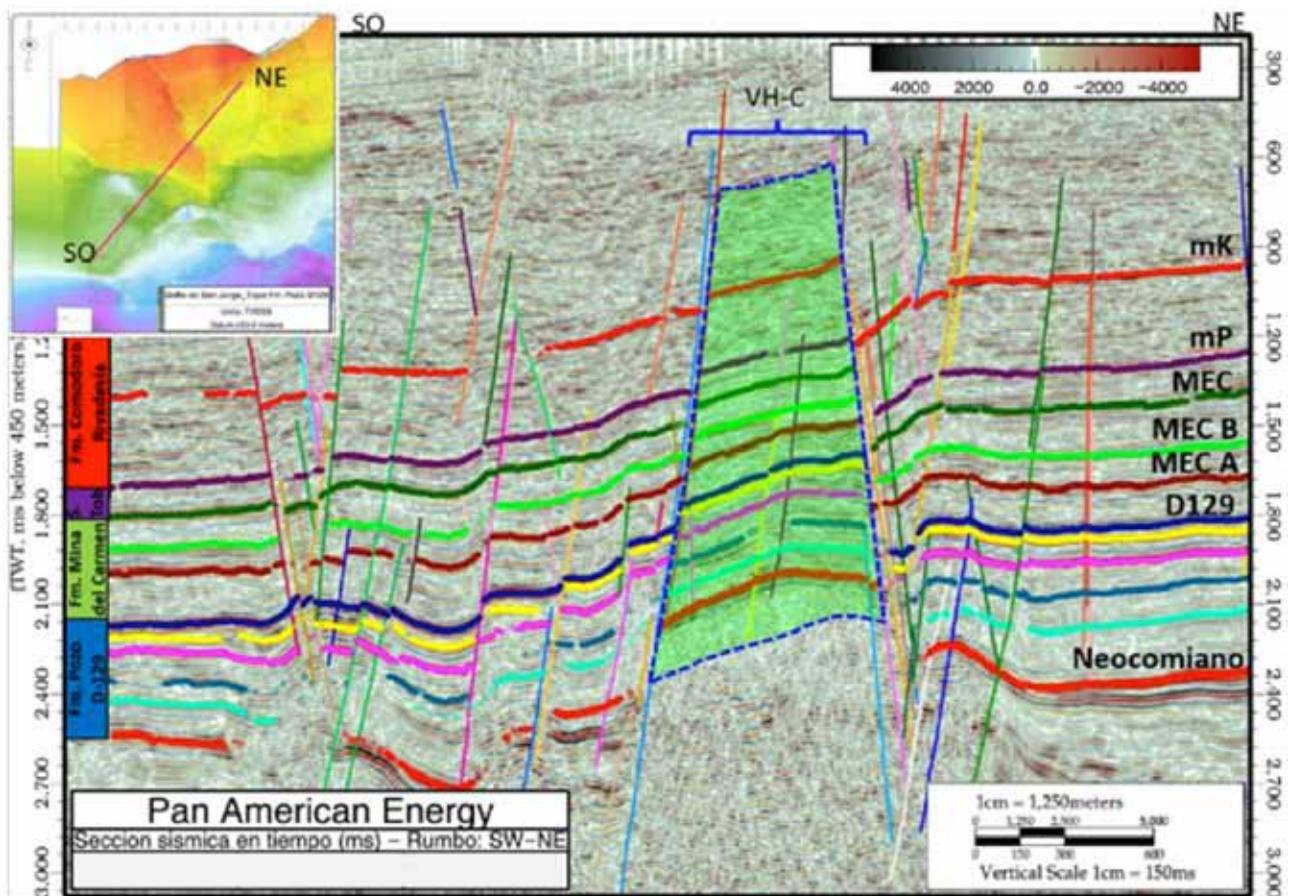


Figura 7. Sección sísmica SO-NE (Valle Hermoso C).

el entrapamiento estratigráfico se asocia a la disminución de espesor y transición a facies menos porosas y permeables (*incho ut* de reservorios y porosidad secundaria generada por procesos diagenéticos) para reservorios desarrollados en ambientes de flujos subácueos y barras de plataforma lacustre.

Formación Pozo D-129

Interpretación paleoambiental

En VH-C, la sección superior de la Formación Pozo D-129 se depositó en un ambiente de plataforma lacustre limitado al sur por un quiebre en la pendiente interpretado a partir de información de pozos y datos sísmicos, que varía lateralmente a un talud, zona de transición entre la plataforma y la zona más profunda del lago hacia el sudeste (López Angriman *et al.*, 2014). Con esta configuración paleoambiental, VH-C se encuentra situado al norte del quiebre del talud y conforma una franja caracterizada por la uniformidad en el espesor y de suave pendiente regional que se interpreta como una estrecha plataforma o planicie subárea de sistema lacustre.

Los pozos han atravesado litologías, tales como limolitas grises intercaladas con delgados niveles de areniscas tobáceas y más abundantes niveles de calizas oolíticas.

Tanto testigos corona como testigos laterales tienen estructuras que se interpretan como desarrolladas a partir de flujos tractivos distales, eventos de decantación y eventos piroclásticos distales. En algunos pozos se observa en el techo de la Formación Pozo D-129 una espesa sección de más de 70 m de calizas arenosas y oolíticas con intercalaciones de limoarcilitas que pasan a tobas arenosas intercaladas con calizas arenosas, oolíticas y limoarcilitas tobáceas hacia la sección más profunda. Los cuerpos arenosos se identifican en electrofacies de arreglo granodecreciente de 1 a 3 m de espesor y porosidad promedio que varían entre un 10% y un 14% (López Angriman *et al.*, 2014).

En la figura 8 se identifican abanicos subacueos profundos que pasan a facies carbonáticas de talud, para luego adentrarse netamente en la zona de VH-C donde las facies son características de plataforma lacustre, con desarrollo de barras transversales al lineamiento estructural principal, interdigitadas con lóbulos hiperpícnicos subácueos que se originan por el desborde de material durante la circulación de flujos densos paralelos al lineamiento Valle Hermoso.

Las electrofacies tienen carácter granodecreciente y granocreciente relacionados a ambientes de baja y alta energía, desarrollo conjunto de barras de plataforma y sistemas fluviales menores paralelos al lineamiento es-

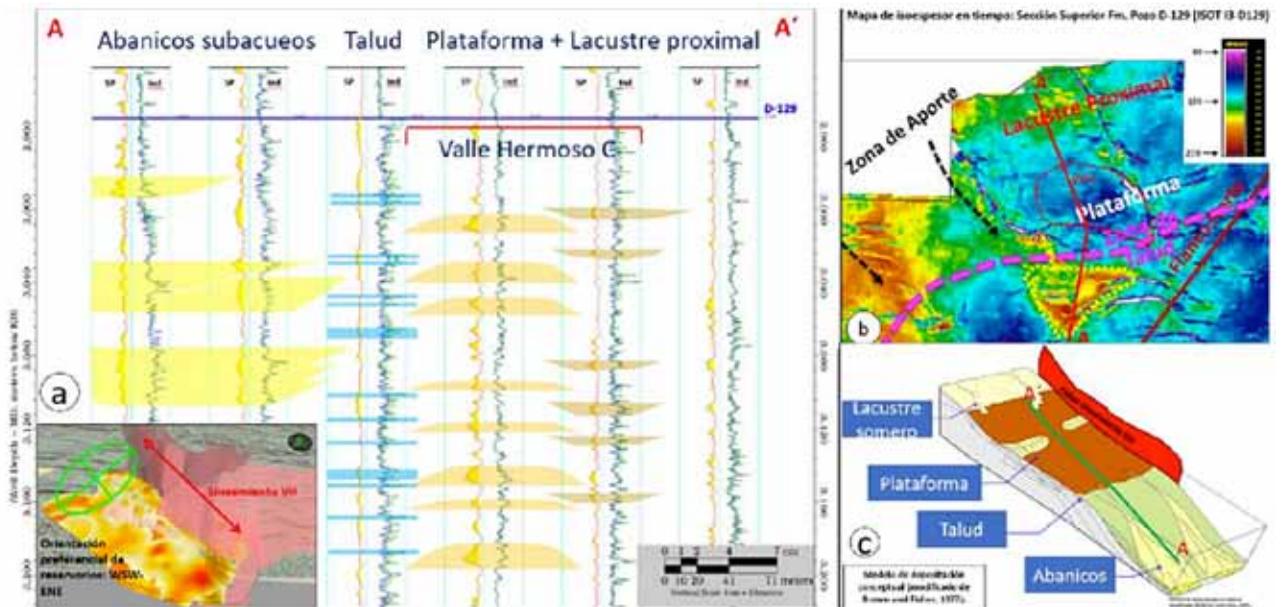


Figura 8. A) CS estratigráfica AA* referenciada a la Formación Pozo D-129. B) Mapa de isoespesor Formación Pozo D-129 Sup. (tomado de López Angriman *et al.*, 2014). C) Diagrama esquemático paleoambiente y deposición (modificado de López Angriman *et al.*, 2014).

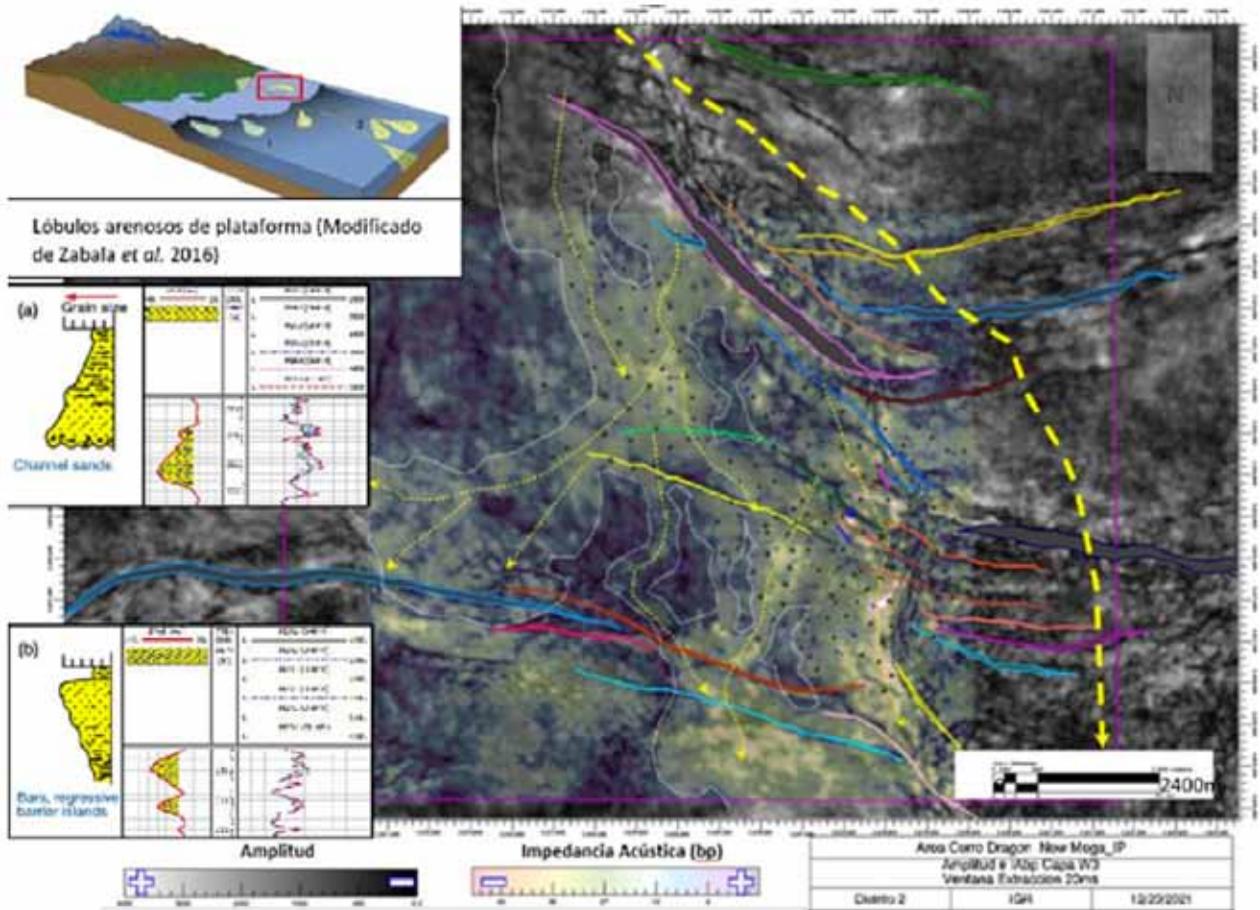


Figura 9. Extracción de Amplitud (grises) e Impedancia Acústica (fríos a cálidos) $w = 20$ ms. Geometrías lobuladas coalescentes de alta amplitud (color gris claro a blanco) y baja impedancia acústica (colores cálidos) localizados perpendicular a dirección de flujo hacia el centro de cuenca (interpretados como lóbulos arenosos de plataforma).

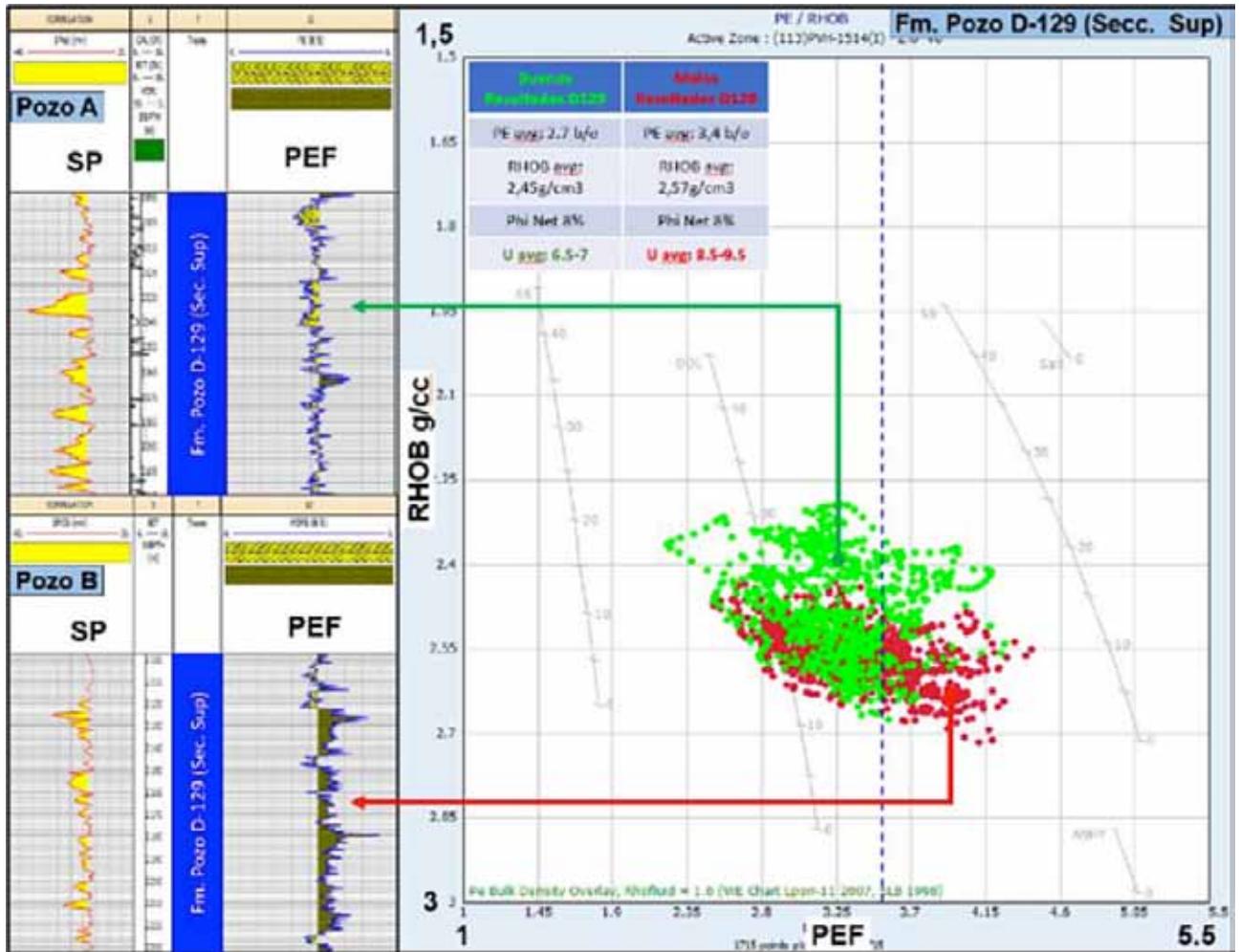


Figura 10. Cross Plot Densidad-Factor Fotoeléctrico (Sección superior Formación Pozo D-129), que indica zonas con diferente calidad de roca.

tructural Valle Hermoso con descarga hacia centro de cuenca (Figura 9).

A partir de datos de afloramientos del Cerro Chenuques y la Sierra de San Bernardo en la provincia de Chubut, se identificaron y caracterizaron facies lacustres someras para la Formación Pozo D-129, correlacionables con VH-C. Las facies descritas por Paredes *et al.* (2014) que también se identifican en VH-C son las siguientes:

- Lacustre litoral: carbonatos oolíticos, con calcarenitas de base plana o erosional. Ambiente litoral con influencia de barras lacustres barreras o líneas de costa carbonatadas (Paredes *et al.*, 2014).
- Canales distributarios subacueos: flujo canalizado en condiciones subacueas permanentes, se interpreta como canales distributarios en planicie deltaica lacustre. Los estratos macizos de depositan por flujos hiperconcentrados, de forma rápida inhibiendo la formación de estructuras sedimentarias (Paredes *et al.*, 2014).

En los reservorios que se encuentran fuera de la alteración diagenética (Figuras 4 y 11) existe dificultad de producir gas en caudales comerciales sin estimulación hidráulica. La reciente extensión del desarrollo aportó

nuevos datos que permitieron delinear una estrategia ajustada a esas características. Datos obtenidos de testigos rotados muestran una distribución de poros aproximadamente homogénea. A su vez, a partir del análisis petrográfico en sección delgada, se clasifican las rocas como una sucesión de naturaleza mixta con aporte y mezcla de material terrígeno y piroclástico con predominio de niveles tufíticos y tobas cristalinas. En la zona identificada con anomalía sísmica, los procesos diagenéticos causaron la alteración de composiciones primarias (alteración, recristalización, cementación, devitrificación y reemplazo) que modificaron las características texturales y composicionales originales. Los tamaños porales muestran mayor frecuencia en el rango de microporos y mesoporos. El diámetro medio de poro varía entre 0,004 mm y 0,175 mm mientras que los mayores lo hacen entre 0,040 mm y 0,825 mm. El grado de selección varía de pobre a bueno.

En función de los valores de porosidad, puede atribuirse a estos medios, una variable capacidad como potenciales rocas reservorio, ya que, si bien califica mayormente como moderada, hay niveles en los cuales podría considerarse pobre, buena y hasta muy buena. La capacidad pro-

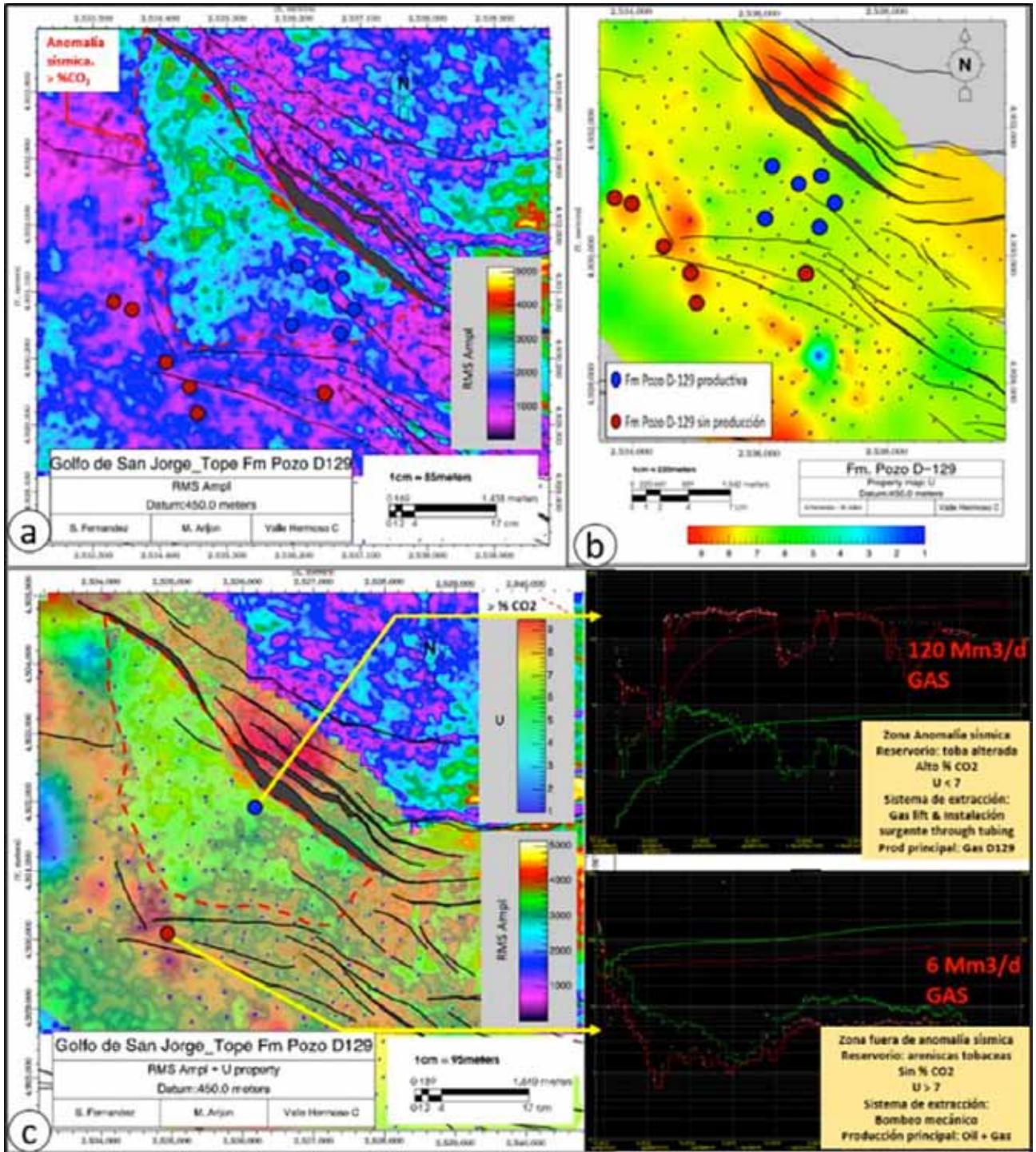


Figura 11. A) Extracción RMS Amplitud para la Formación Pozo D-129. Discriminación zona alterada (> % de CO₂, zona alterada). B) Mapa de prop. petrofísica U (coloración verde: mejor condición de reservorio versus coloración naranja). C) Diferenciación entre zona alterada versus zona no alterada (propiedad U, anomalía sísmica, productividad).

ductiva de estas rocas es potencialmente pobre en virtud del escaso desarrollo de gargantas porales, lo cual condiciona los grados de transmisibilidad del medio.

Teniendo en cuenta las características antes descritas, los diseños de estimulación hidráulica en estos reservorios son enfocadas a generar alas de fractura largas para lograr un aumento en el caudal y eficiencia de los reservorios.

La relación petrofísica entre la densidad de roca y el factor fotoeléctrico (Figura 10) permiten obtener el parámetro U utilizado para discriminar zonas alteradas de zonas sin alteración por procesos diagenéticos intensos.

Al confeccionar mapas de U para los reservorios de la Formación Pozo D-129, se observa que para valores de U menores a 7 la productividad de gas combustible

y CO_2 aumenta considerablemente frente a zonas con valores de U mayores a 7. La zona con anomalía sísmica y zonas sin anomalía sísmica *versus* mapas con malas y buenas condiciones petrofísicas a partir de la propiedad U tienen buena correlación (Figura 11).

A partir de esta zonificación, se plantearon diferentes estrategias de completación de pozos. En reservorios fuera de la zona anómala y con alto valor de U es necesario hacer fracturas hidráulicas grandes. Por otro lado, en reservorios dentro de la zona anómala y con bajos valores de U, se evidenciaron productividades mayores, en algunos casos sin necesidad de realizar fracturas hidráulicas y con instalaciones de pozos surgentes (no obstante, a pesar de que el gas acumulado en estas zonas es mayor, el porcentaje de CO_2 puede alcanzar el 50%) (Figura 11).

Rasgos estructurales, migración y entrapamiento en Formación D-129

En el bloque Valle Hermoso Centro, la principal acumulación de hidrocarburo se genera en altos estructurales, limitados por fallas normales con un estilo extensional de orientación NO-SE buzantes al sur y fallas antitéticas asociadas que actuaron como principales vías de migración (Figura 7). A su vez, en el sector sureste el desarrollo de fallas, con longitud promedio de 5 km, vinculadas entre sí, conforman zonas de transferencia que actúan como *carrier rocks*. Es decir que los rasgos estructurales principales del Lineamiento Valle Hermoso han favorecido la migración y el entrapamiento de volúmenes de hidrocarburos.

El sello vertical de estas acumulaciones está dado por tobos finas y arcillosas de la sección basal de la Formación Mina del Carmen pertenecientes a planicies aluviales de inundación (Acuña *et al.*, 2011).

A partir de datos de PVT y producción se identificó que conviven hidrocarburos combustibles y dióxido de carbono. Los mecanismos de entrapamiento son diversos y existen trampas estructurales y trampas puramente estratigráficas (López Angriman *et al.*, 2014). El Yacimiento Valle Hermoso Centro es una trampa combinada, ya que se vincula a bloques fallados y además los límites del entrapamiento también están controlados por variaciones laterales de facies. El petróleo y gas entrapados migran desde cubetas neocomianas, generados y expulsados por la Formación Pozo D-129 (roca generadora), y migran a través de fallas principales y reservorios porosos y permeables hasta alojarse en reservorios lacustres de plataforma en el bloque VH-C. Se interpreta que el CO_2 migra lateralmente desde el este por correlación isotópica con el CO_2 existente en el yacimiento Coirón (localizado al este de VH-C). El CO_2 se genera a partir de calizas de plataforma y talud que se vieron sometidas a la acción de una fuente calórica que causó la descomposición de CaCO_3 y la consiguiente liberación de CO_2 . El origen fue validado a partir de estudios de laboratorio y correlación isotópica.

Formación Mina Del Carmen

Interpretación paleoambiental

Los reservorios desarrollados en VH-C para la Formación Mina del Carmen están representados por una sucesión de areniscas tobáceas y tufitas depositadas en ambientes fluviales compuestos tanto por facies canalizadas como no canalizadas de planicies de inundación proximal y distal. Las facies profundas y medias se depositaron durante el Jurásico superior, donde la actividad

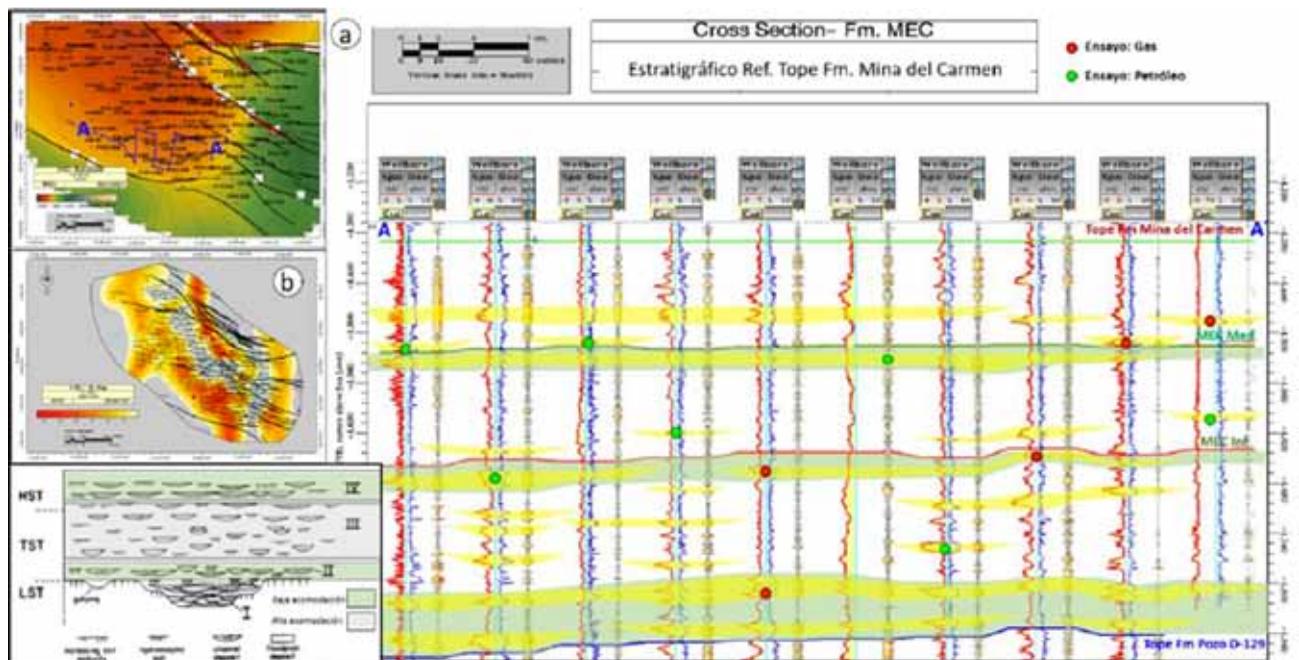


Figura 12. a. Perfil estratigráfico esquemático discriminando zonas amalgamadas correspondientes a períodos de baja acomodación *versus* zonas con reservorios acotados depositados en períodos de alta acomodación. b. Mapa de espesor permeable de una capa canalizada de la Formación Mina del Carmen.

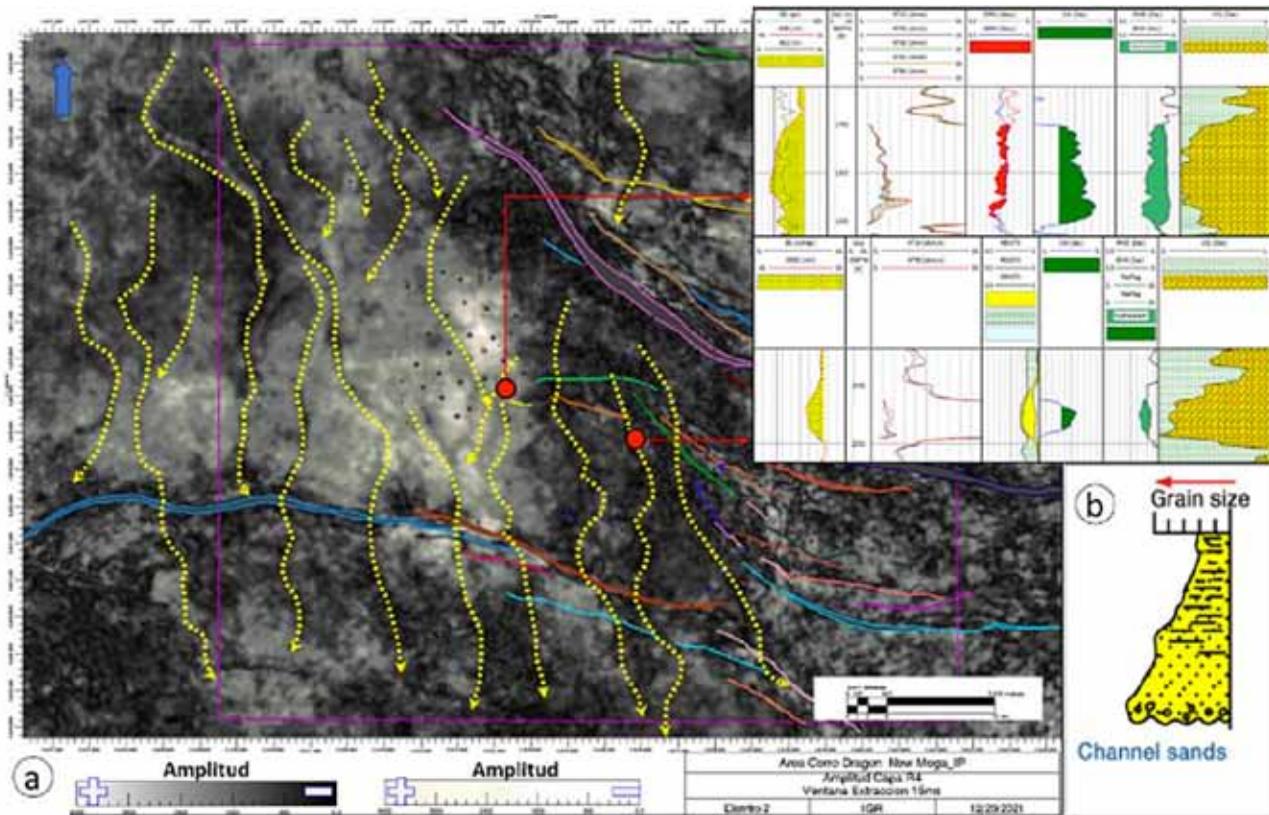


Figura 13. a. Extracción de amplitud (ventana de extracción 15 ms) de un reservorio (Formación MEC Med) donde se interpretan direcciones preferenciales de circulación de sistema fluvial y desarrollo de facies canalizadas. b. Perfil típico reservorios de la Formación Mina del Carmen.

tectónica extensional fue intensa y favoreció la generación de depocentros parcialmente aislados que condicionaron la paleogeografía (Crovetto *et al.*, 2013, Paredes *et al.*, 2013). La dirección de circulación de las canalizaciones es hacia el centro de cuenca siguiendo preferentemente los rasgos estructurales principales, como el lineamiento Valle Hermoso (Figura 6).

Dependiendo de la zona de la columna estratigráfica de la Formación Mina del Carmen donde nos enfocamos, se encontrarán zonas con canales fluviales amalgamados con mayor conexión lateral y zonas, por el contrario, con canales fluviales aislados. Las facies canalizadas acotadas lateralmente y poco amalgamadas fueron depositadas en períodos de alta acomodación, con mayor desarrollo de niveles arcillosos de gran continuidad lateral e incluso desarrollo de paleosuelos (rizomas, estiolitos y bioturbaciones). Estos sistemas fluviales tienen una tendencia relativa a ser unidades aisladas entre sí con poca interconectividad (Allen, 1978; Bridge y Leeder, 1979). En cambio, en los períodos de baja acomodación se dan condiciones para una mayor distribución lateral de facies fluviales amalgamadas, que resultan en reservorios interconectados lateralmente (Figura 12).

Desde el punto de vista productivo, tanto los reservorios canalizados con baja y alta interconectividad tienen buenas condiciones de porosidad y permeabilidad y, por ende, excelentes resultados productivos. Para optimizar la identificación de canalizaciones, se incorporaron algunos criterios referidos a estratigrafía secuencial en

ambientes continentales (Wright *et al.*, 1993) para poder interpretar la arquitectura fluvial en los distintos niveles que se desarrollan en la Formación Mina del Carmen (Figura 12). Asimismo, los mapas de reservorios se confeccionaron variando los factores de compresión, y así contactar zonas con mayor probabilidad de desarrollo de reservorios. Se incorporó el aporte de atributos sísmicos que ayuden a visualizar y predecir el desarrollo y vías de circulación de canales (Figura 13).

Petrofísica

El tamaño de grano varía entre 0,25 mm y ,85 mm y la porosidad promedio es de 14% para los reservorios principales de la Formación Mina del Carmen.

Litológicamente está conformada por tufitas granostén, con selección moderada a pobre y granulometría comprendida en el rango arena fina a media, de naturaleza terrígena con aislados nódulos arcillosos y material piroclástico. El cemento es carbonático y material oxidado, zeolitas, y arcillas autógenas, y el sistema poral moderadamente desarrollado de naturaleza intramatrix e intragranulares. Mineralógicamente, está constituido principalmente por fragmentos líticos, feldespatos y cuarzo en menor proporción. Los carbonatos están representados principalmente por dolomita ferrosa como material de relleno de espacios intergranulares y de reemplazo de clastos.

Al igual que la Formación Pozo D-129, y a pesar de tener una mejora en las condiciones de porosidad y per-



meabilidad, existe dificultad de producir gas o petróleo en caudales comerciales sin estimulación hidráulica. No obstante, en casos donde los reservorios muestran mejor selección la productividad es favorable incluso sin necesidad de estimulaciones hidráulicas. Esta condición se da debido a la mejor calidad de reservorio y buenas condiciones de porosidad y permeabilidad desarrolladas (reservorios depositados durante períodos de alta acomodación sedimentaria). A partir de análisis petrográfico en cortes delgados, se clasifican las rocas como una sucesión de naturaleza mixta con aporte y mezcla de material terrígeno y piroclástico con predominio de niveles tuftíticos y tobas cristalinas.

En función de los valores de porosidad, puede atribuirse a estos medios, una variable capacidad como potenciales rocas reservorio. Es así como los registros eléctricos aportan información trascendental para discriminar reservorios. Teniendo en cuenta las características descriptas, los diseños de estimulación son evaluados para lograr un aumento en el caudal y lograr que sean eficientes.

Formación Comodoro Rivadavia

Interpretación paleoambiental

En VH-C, la Formación Comodoro Rivadavia está caracterizada por una sucesión de pelitas y pelitas tobáceas gris verdoso a gris amarillento con intercalación de areniscas lítico-feldespáticas productivas con granulometrías que varían desde gruesa hasta arena muy fina con matriz arcillosa. Sobre la base de los estudios de coronas y perfiles de imágenes de pozo, se interpreta que la Formación Comodoro Rivadavia se depositó en un ambiente de sistemas fluviales de moderada a baja sinuosidad. La morfología de los cuerpos arenosos, caracterizada por espesores que van desde 1 m hasta los 30 m y extensiones laterales de hasta 3 km, evidencia el apilamiento ver-

tical de canales multiepisódicos y el desarrollo de sistemas multicanalizados y amalgamados lateralmente (Cohen *et al.*, 2021). El contenido tobáceo disminuye desde la base hacia el tope formacional. Esta unidad conforma depósitos arenosos de importante distribución areal y amalgamadas en el sector central del área de estudio. Las facies canalizadas fluviales son concordantes con el lineamiento estructural Valle Hermoso confluyendo hacia centro de cuenca. El espacio de acomodación para la circulación y depositación de material sedimentario se da en un contexto de estabilidad tectónica que se evidencia por un desarrollo lateral extendido de las facies canalizadas y la interconectividad de reservorios amalgamados, distribución de fluidos y presiones.

Petrofísica

La Formación Comodoro Rivadavia está compuesta por litoarenitas feldespáticas de granulometría media con moderada selección. El tamaño de grano medio corresponde a arena mediana (420 micrones) y arenas muy gruesas con diámetros máximos de 1300 micrones. La redondez es angulosa a subangulosa y textura clástica. La porosidad promedio es de 18% para los reservorios principales. Porosidad óptica intercrystalina con muy buena interconexión, la porosidad intracrystalina por disolución de clastos se encuentra en mucho menor proporción. El cemento es arcillosos ferruginoso y sílice como crecimiento secundario.

En función de la extensa historia de producción primaria de dicha formación y sus buenas condiciones de porosidad y permeabilidad, en la actualidad las presiones de reservorio se encuentran depletadas lo que activó la necesidad de iniciar un proyecto de recuperación secundaria en paralelo con los objetivos profundos de la Formación Mina del Carmen y Pozo D-129.

Estrategias de rejuvenecimiento del desarrollo en VH-C

Entre 1965 y 1999 la estrategia del bloque se concentró en perforar pozos con objetivos petroleros someros de la Formación Comodoro Rivadavia y explotar algunas capas de gas libre que se encontraban intercaladas. En esos tiempos iniciales hubo algún intento de recuperación secundaria por inyección de agua, pero dado el muy bajo grado de selectivización de capas no fue un proyecto exitoso. A medida que los reservorios someros de petróleo se fueron depletando, se generó la necesidad de buscar y producir *plays* más profundos. En función de estudios geológicos (interpretación de atributos sísmicos, correlación de pozos, mapeo de propiedades estáticas), se encontraron importantes acumulaciones de gas tanto en la Formación Mina del Carmen como en la Formación Pozo D-129 con la dificultad de que estos últimos tienen un contenido de CO₂ de hasta un 50% y recién comenzaron a explotarse en 2013 cuando se puso en marcha la planta de tratamiento y separación de CO₂. Entre 2000 y 2007 se realizó una campaña masiva de per-

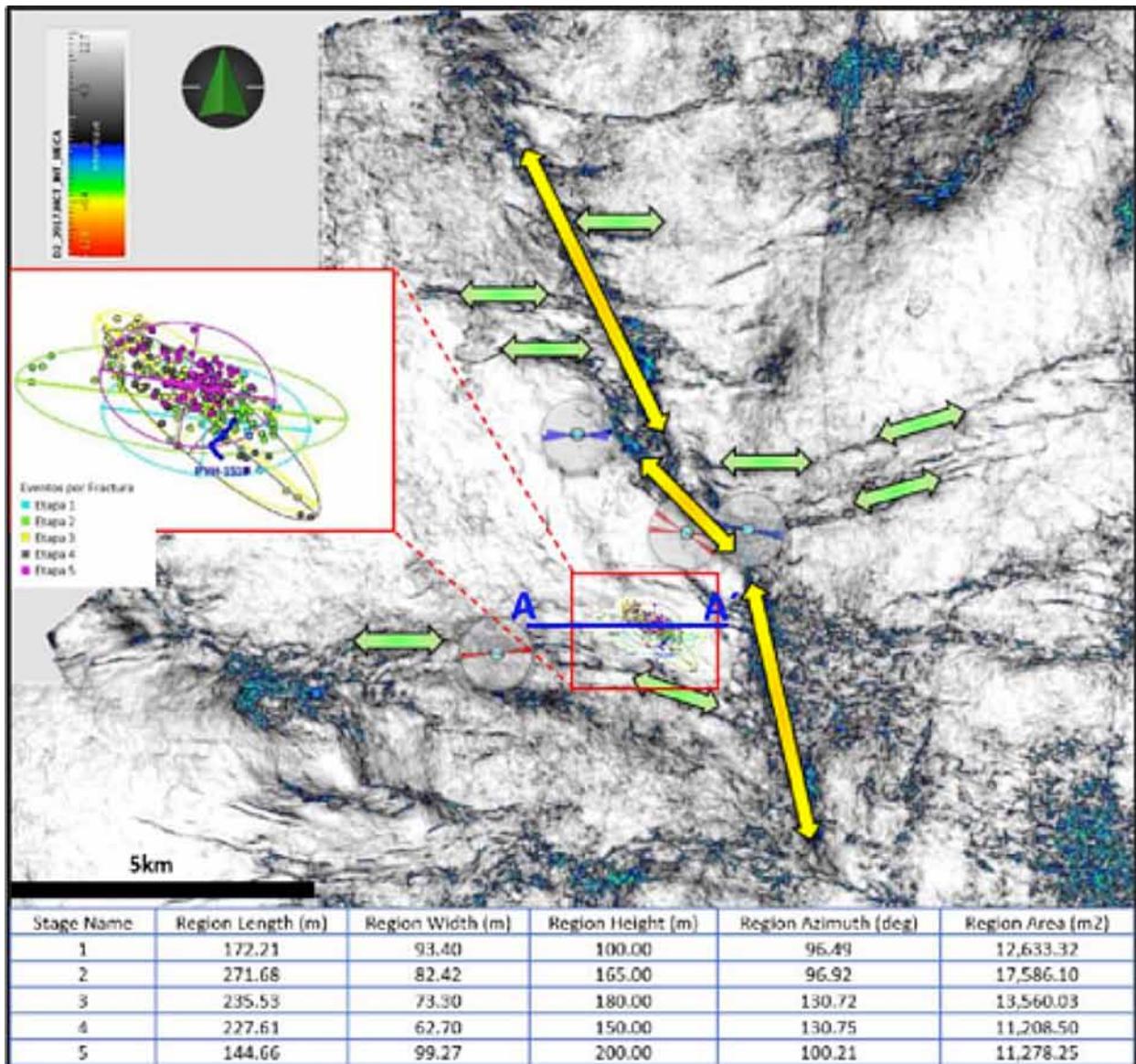


Figura 14. Horizon slice de coherencia para la Formación Pozo D-129. Diagramas rosetas provenientes de perfiles de imágenes (azul y rojo) y puntos obtenidos por microsísmica (Modificado de García Torrejón *et al.*, 2020).

foración (55 pozos) aumentando la producción diaria y acumulada de gas de forma considerable (Figura 2). En 2017 comenzó una nueva campaña masiva de perforación (más de 60 pozos perforados) que continúa hasta la actualidad y una campaña de reparaciones de pozos de gas con CO₂, ya que se amplió la capacidad de tratamiento de este. Ambas campañas lograron un quiebre en la producción acumulada de gas y un *plateau* de producción diaria de gas que se mantiene hasta la actualidad en los valores máximos históricos del bloque (Figura 2). En algunos pozos se registran producciones iniciales que superan los 200 m³/d de petróleo para pozos con alta relación gas/petróleo proveniente de la Formación Mina del Carmen, y más de 250 Mm³/d de gas en pozos que drenan tanto facies canalizadas de la Formación Mina del Carmen como areniscas tobáceas de plataforma lacustre de la Formación Pozo D-129.

Con excepción de la zona de producción de gas proveniente de reservorios alterados de la Formación Pozo D-129 (Figura 11) los cuales producen solamente si son punzados o con estimulaciones convencionales, los reservorios de la Formación Mina del Carmen y de Formación Pozo D-129 sin alterar requieren punzados de alta penetración y estimulaciones de mayor envergadura para el promedio de la cuenca (>100 sks/m) con diseños que prioricen el largo del ala de fractura. Dado que los pocos ensayos que se realizaron, previo a estimular estas zonas, dieron como resultado Dry Test se asumió que los pozos solamente producen y drenan las áreas contactadas por las fracturas. Como consecuencia se comenzaron a desafiar los distanciamientos entre pozos y se empezaron a reducir los mismos en comparación de los originales (500/600 m entre pozos productores de gas).

En 2018 se realizó con éxito en un pozo de este blo-

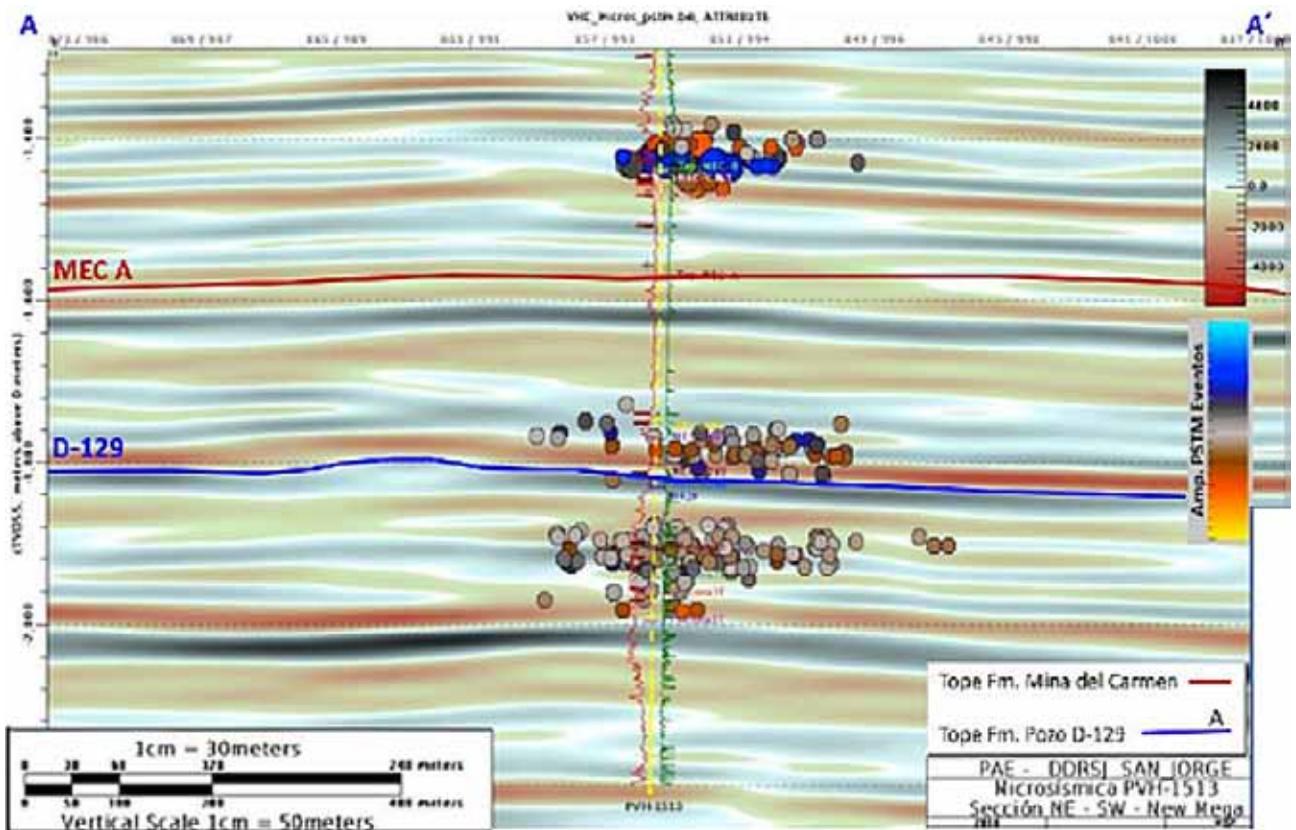


Figura 15. b. Sección sísmica oeste-este. b. Resultado de procesamiento de microsismica. Longitud promedio de fracturas: 200 m y dirección preferencial paralela a fallas adyacentes.

que, el primer monitoreo microsísmico de fracturas en reservorios convencionales (Formación Mina del Carmen y Pozo D-129) en la cuenca del Golfo San Jorge (García Torrejón *et al.*, 2020) llevando a que a partir de

2019 el distanciamiento entre pozos disminuya a 300 m (Figuras 14 y 15).

Gracias a este estudio se concluyó que las fracturas crecen casi-paralelas a los lineamientos estructurales

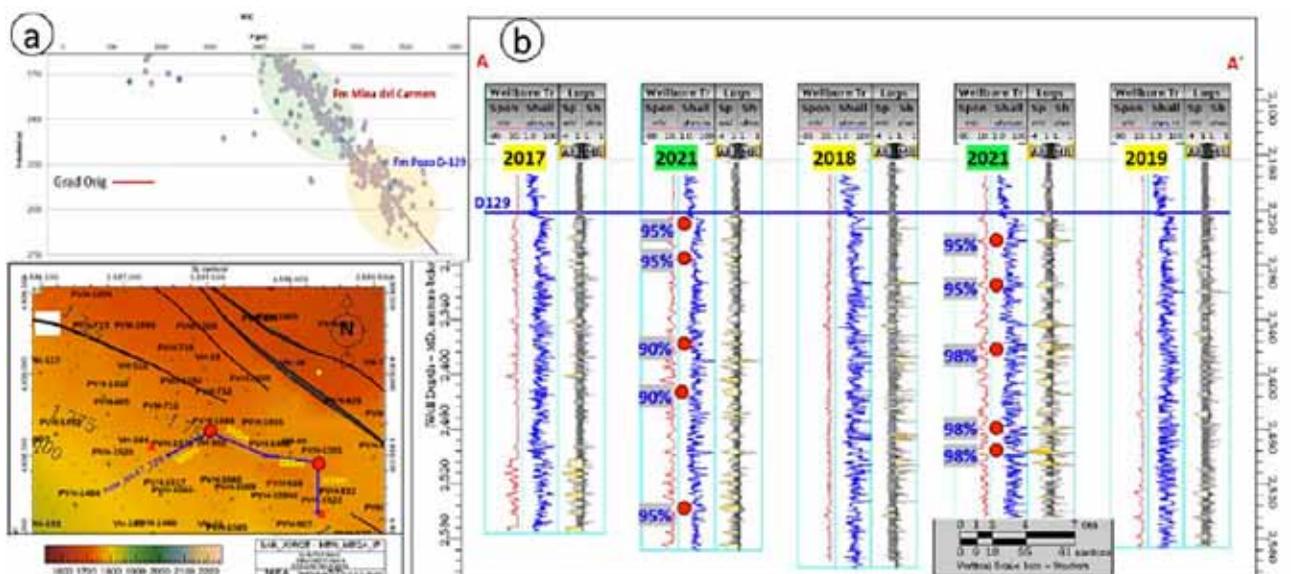


Figura 16. a) Cross Plot Profundidad versus Presión. b) Cross Section A-A' Estratigráfica (Flat Tope Formación Pozo D-129) con % de presión original de pozos de la campaña 2021.

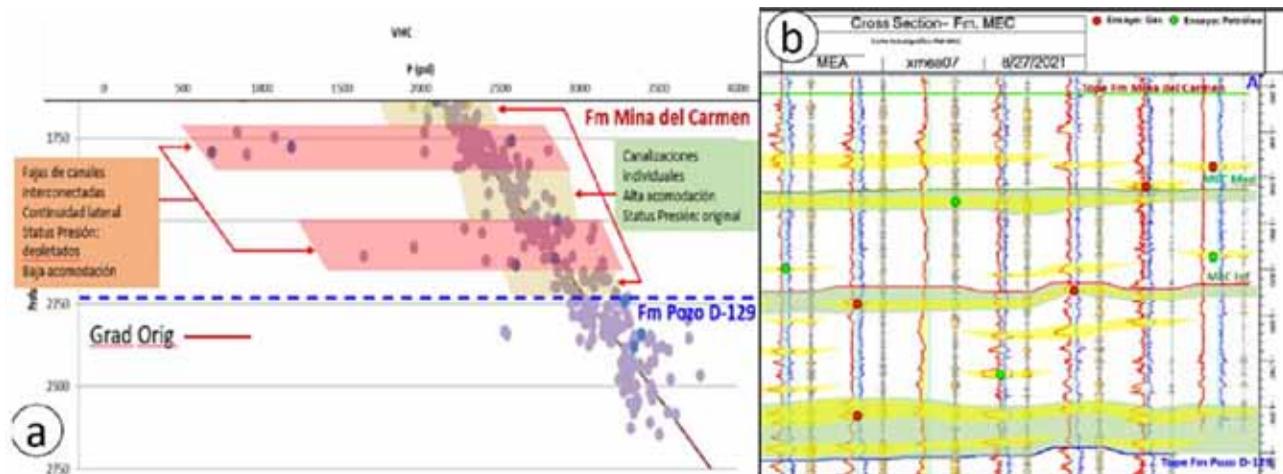


Figura 17. a. Cross Plot Profundidad versus Presión. b. Cross Section A-A' Estratigráfica (Flat MEC).

cercanos al pozo y el fluido drenado es el contactado por el ala de fractura neta (longitud promedio: 200 m) (Figuras 14 y 15).

Esta información permitió mejorar la posición de las propuestas de pozos a perforar para que las fracturas no interfieran con otros pozos y así optimizar producción y disminuir la tasa de declinación en la producción de gas. Los datos de presión registrados en pozos con distancias de 300 m o menores siguen registrando valores originales o casi originales, lo que permite concluir que existe un gran potencial de perforación de pozos *infill* para drenar el gas remanente de facies profundas con condiciones petrofísicas más pobres siempre y cuando se realicen las estimulaciones adecuadas (Figura 16).

La incorporación de conceptos de estratigrafía secuencial en sistemas fluviales de la Formación Mina del Carmen (Figura 12), sumado a mapear los niveles pro-

ductivos utilizando algoritmo adecuados de mapeo y un alto factor de compresión, permitió acotar lateralmente los límites porosos y permeables y ajustar las posiciones de las propuestas de pozos. A su vez, la interacción con atributos sísmicos colabora para identificar reservorios y ajustar límites y direcciones preferenciales de circulación de los canales (Figura 13). Al contactar niveles de la Formación Mina del Carmen depositados en períodos de alta acomodación (capas aisladas) se observa alta productividad (caudales iniciales de petróleo > 200 m³/d o gas > 250.000 m³/d) y se registran presiones de reservorio prácticamente originales (Figura 17). Estos depósitos se dan principalmente en la sección inferior de la formación donde los procesos de reactivación tectónica jurásicos fueron acrecentados. En la figura 17 también se puede observar como las presiones encontradas en niveles amalgamados presentan un mayor grado de depletación

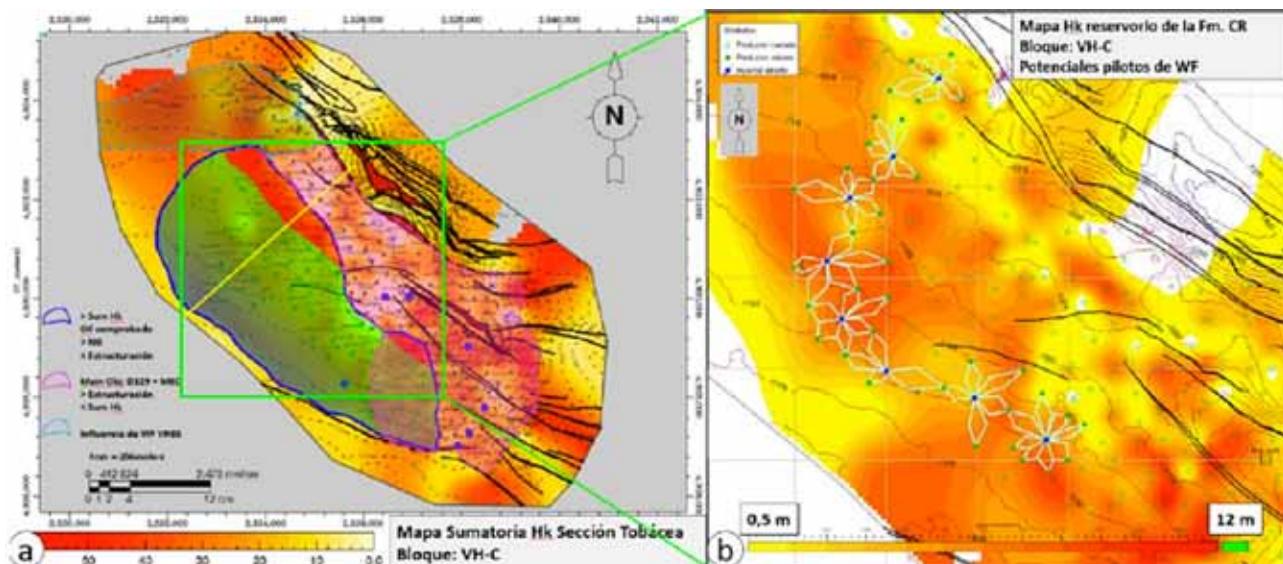


Figura 18. a. Criterio de selección de zona para piloto de recuperación secundaria en la Formación Comodoro Rivadavia. b. Potenciales propuestas de pozos inyectores (pattern piloto en proceso de evaluación y selección).

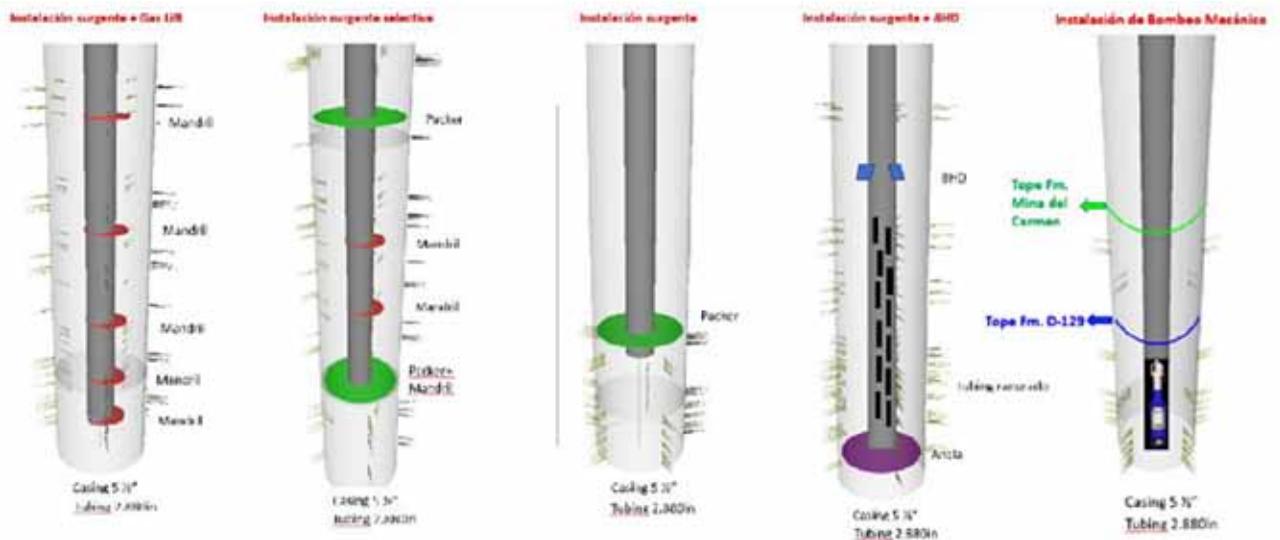


Figura 19. Ejemplo de diferentes instalaciones de producción para pozos con producción de gas focalizada en la Formación Pozo D-129 + Instalación final de bombeo mecánico (Formación Pozo D-129 + Formación Mina del Carmen + Formación Comodoro Rivadavia).

en comparación con las registradas en niveles aislados, así y todo, también son niveles productivos. Se concluye que aún hay un gran potencial de perforación de pozos *infill* para drenar hidrocarburo remanente tanto de areniscas tobáceas amalgamadas, como cuerpos sedimentarios aislados.

En la Formación Comodoro Rivadavia, la producción se centra en areniscas fluviales que migran hacia el centro de cuenca. Sin embargo, producto de la extensa historia productiva de dichos reservorios y sus buenas condiciones de porosidad, permeabilidad e interconectividad, los mismos se encuentran en la actualidad mayormente depletados. Para poner nuevamente en valor estos reservorios, el objetivo es identificar la zona con mayor potencial para poder iniciar un piloto de recuperación secundaria por inyección de agua con un mayor grado de selectivización de las capas, diferenciándose de lo realizado en el primer intento de inyección en el bloque. Para ello se confeccionaron mapas de propiedades estáticas tales como espesor permeable, *net to gross*, *gross*, porosidad y saturación de agua. A su vez, se discriminaron zonas con mayor complejidad estructural y fallamiento, zonas con sobrepresiones por la inyección poco selectivizada original y zonas con objetivos de recuperación primaria, a fin de interferir lo menos posible con el desarrollo. Durante los próximos años se implementará un piloto de recuperación secundaria (conversiones a inyectoros y adecuación de pozos productores relativos al *pattern* de inyección, Figura 18a y b).

Las completaciones de los pozos del bloque VH-C son de alta complejidad, ya que despiertan un gran desafío técnico para lograr una producción lo más optimizada posible en tres formaciones diferentes a lo largo de más de 1000 m de columna productiva. En la actualidad hay un abanico de posibilidades en el estilo de completaciones y de instalación de producción, según el objetivo de

cada pozo. Respecto al estilo de completación, se pueden dividir entre las que se realizan con equipo de torre y las que se realizan sin equipo de torre, las primeras son de un modo más convencional, al realizar ensayos individuales de capa y estimular las zonas de interés con tapón y *packer*. Las completaciones de pozo sin equipo de torre se realizan con fracturas a través de *casing*, apoyados por una unidad de fractura mediante la metodología Plug&Perf, en la que se realizan diferentes etapas de estimulación y punzado, fracturando y aislando cada etapa con tapones. Posteriormente con un equipo de torre o una unidad de *coiled tubing* se rotan los tapones para finalmente bajar la cañería de producción al pozo (Alonso *et al.*, 2019). Ambos estilos de completación aplican para completar las tres formaciones principales, o cuando se completa solamente las formaciones más profundas y las zonas más someras quedan en reserva para una futura recompletación. Los resultados de las completaciones sin torre comprobaron arranques de producción que superan los 80 Mm³/d de gas estable en el tiempo con menores tasas de declinación.

La figura 19 muestra diferentes instalaciones de producción utilizadas en VH-C según las formaciones a producir y especialmente en función del potencial de gas y/o petróleo de cada pozo en particular. Entre ellas se pueden mencionar:

- Instalación surgente + gas lift: permite que primero el pozo produzca con su propia energía y luego, cuando la carga de líquido sea tal que el pozo no logra levantarlos, se activa la inyección de gas a través de los mandriles.
- Instalaciones surgentes selectivas: se utilizan en pozos donde se produce gas de la Formación Pozo D-129 y gas y petróleo de la Formación Mina del Carmen. Por debajo del *packer* queda Formación Pozo D-129 y a través de mandriles se produce la For-

mación Mina del Carmen. Con estas instalaciones se puede correr perfiles PLT y diferenciar los aportes de cada formación y en caso de que el líquido de Formación Mina del Carmen contrapresione el gas de la zona más profunda, se puede “cegar” el mandril asociado y quitar contrapresión al pozo.

- Instalaciones surgentes con packer: pozos con producciones de gas proveniente de la Formación Pozo D-129. Permiten correr perfiles PLT (*Production Logging Test*) para el monitoreo de caudales y presiones dinámicas de los reservorios. Se utilizan principalmente en la zona de alteración de la Formación Pozo D-129.
- Instalaciones surgentes + adición bombeo mecánico: se acondiciona el pozo de manera que en su estadio inicial produzca gas por sección anular y *through tubing*, y en otra etapa de producción bajar un bombeo mecánico dado que previamente se instaló un ancla + caño ranurado + BHD (*bottom hole device*) con la funcionalidad de permitir asentar la bomba.
- Instalaciones con bombeo mecánico: son las instalaciones más utilizadas cuando se completan las tres formaciones en simultáneo y el pozo solamente tiene energía para surgir algunas semanas o meses. Luego de esa etapa inicial se activa el aparato individual de bombeo para lograr producir gas y líquido en simultáneo.

Conclusiones

Cuando se observa la figura 2a se puede inferir que alrededor del año 2000 el bloque VH-C parecía estar maduro y declinando. A partir de 2000 se comenzaron a perforar pozos con objetivos más profundos en la zona más alta de la estructura logrando cambiar esa tendencia. A partir de 2017 se perforó en la zona más bajas de estructura disminuyendo el distanciamiento entre pozos, y gracias a la optimización de las instalaciones de producción para producir las tres formaciones en simultáneo se logró mejorar esa tendencia y mantener la producción de gas estable. Los principales pilares para lograr el rejuvenecimiento del bloque VH-C son los siguientes:

- Nuevas ideas: para lograr mantener la producción se generó la necesidad de producir las tres formaciones en simultáneo, sacar el máximo provecho e intentar drenar todo el hidrocarburo posible (gas y petróleo) en las nuevas completaciones de pozo. Esto implicó en muchas ocasiones bajar instalaciones flexibles diseñadas para producir el fluido surgente en una primera instancia, y luego, cuando el pozo se queda sin energía para surgir, bajar varillas de bombeo y bomba.
- Métodos de análisis: en la Formación Mina del Carmen se comenzó a analizar la arquitectura fluvial con conceptos de estratigrafía secuencial en ambientes continentales para lograr una mejor predicción de la presencia de reservorios en las nuevas ubicaciones a perforar y para lograr comprender la heterogeneidad en la distribución de canales fluviales. En

la Formación Pozo D-129, a partir de la interacción de la interpretación sísmica y petrofísica (propiedad U), se delinearón las zonas con potencial diferencial de productividad. Este análisis permite ajustar mejor las estrategias de perforación, reparaciones y ajustes volumétricos.

- Innovaciones tecnológicas: realización del primer monitoreo con microsísmica en reservorios convencionales de la cuenca del Golfo San Jorge. Este estudio permitió analizar la extensión de las fracturas hidráulicas y reducir distanciamientos entre pozos. Otra innovación fue realizar estimulaciones a través de *casing* que permite realizar fracturas más largas que contacten mayor área para drenar.
- Inversión continua: desde el año 2000 se invirtió de forma continua ya sea perforando más de 100 pozos nuevos, se realizaron reparaciones y reactivaciones de pozos antiguos como también la puesta en marcha de una planta de tratamiento de CO₂ a partir de 2013, para poder separar el gas combustible del CO₂.

La proyección en el corto plazo comprende la implementación de recuperación secundaria para rejuvenecer y darle valor nuevamente al petróleo de la Formación Comodoro Rivadavia.

Referencias bibliográficas

- Acuña, C., Schiuma, A., Parra, D., Droeven, C., Bernedo, M. y Paredes, J. M., 2011. Modelo paleo-ambiental de la Formación Mina del Carmen en el Yacimiento Cerro Dragón, Cuenca del Golfo San Jorge, Argentina. VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Actas, 419-442, Mar del Plata, Argentina.
- Alonso L., Benso, A., Zurlo, D. y Varela Muñoz, M. 2019. Desarrollo de reservorios no tradicionales en la Formación Mina del Carmen utilizando tecnología rig less para fracturar a través de casing, en el yacimiento Cerro Dragón, cuenca del golfo San Jorge, Argentina. VII Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas, Mar del Plata.
- Ballarini, M., Calvo, G., Castellanos, M., Leisen, E., Medda, F., Moyano, H., Pithon A. y Solohaga, D. 2013. Optimización de Waterflooding en Cerro Dragón utilizando PLT con BES. 5º congreso de Producción y desarrollo de Reservas de Hidrocarburos, Actas 12, Rosario.
- Cayo, E., Crovetto, C., Plazibat, S., Stein, J., Díaz, M. y Paredes, J.M. 2011. Control tectónico sobre la sedimentación de la Fm. Mina Del Carmen (Albiano) en el yacimiento Cerro Dragón, Cuenca Del Golfo San Jorge, Argentina. VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Trabajos Técnicos, 397-418, Mar del Plata.
- Cohen, M., Castillo, V., Fernández, S., Galarza, B., García Torrejón, M., Lucena, L., Millo, L., Plazibat, S., Poveda, L., Scasso, J., Vernengo, L. (2021). Exploración y desarrollo de hidrocarburos en Cerro Dragón. En Relatorio

- XXI Congreso Geológico Argentino, Puerto Madryn, 2021. Geología y Recursos Naturales de la provincia de Chubut, AGA, 202-233. Puerto Madryn, Argentina.
- Crovetto, C., Plazibat, S., Díaz, M., Stein, J., Cayo, E. y Paredes, J.M. 2013. Evolución estructural y geodinámica de sistemas de fallas de la Cuenca del Golfo San Jorge: aplicaciones del método de análisis cinemático de fallas en el Yacimiento Cerro Dragón. 1° Jornadas Geológicas de la Cuenca del Golfo San Jorge, Resumen 12, Comodoro Rivadavia.
- Ferello, R. y Lesta, P.J., 1973. Acerca de la existencia de una dorsal interior en el sector Central de la Serranía de San Bernardo (Chubut). V Congreso Geológico Argentino, Actas 4: 19-26, Villa Carlos Paz.
- Fernández, S., Zurlo, D. y Varela Muñoz, M. 2018. Identificación y mapeo de facies en reservorios no tradicionales en la Formación Mina del Carmen analizando distribución de tamaño de gargantas porales en el Yacimiento Cerro Dragón, Cuenca del Golfo San Jorge. 10° Congreso de exploración y desarrollo de hidrocarburos, Sesiones Generales: 1003-1012, Mendoza.
- Figari, E. G., Strelkov, E., Laffitte, G., Cid de la Paz, M. S., Courtade, S. F., Celaya, J., Vottero, A., Lafourcade, P., Martínez, R., Villar, H., 1999. Los Sistemas Petroleros de la Cuenca del Golfo San Jorge: Síntesis Estructural, Estratigrafía y Geoquímica. Actas IV Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPGI, 197-237, Mar del Plata, Argentina.
- Fitzgerald, M. G., Mitchum Jr., R. M., Uliana, M. A. y Biddle, K. T. 1990. Evolution of the San Jorge Basin, Argentina. The American Association of Petroleum Geologists, Bulletin, 74: 879-920, Tulsa.
- Folguera, A., Fernández Paz, L., Iannelli, S., Navarrete, C., Echaurren, A., Gianni, G., Butler, K., Horton, B., Litvak, V., Encinas, A. y Orts, D. 2019. The origin of the San Jorge Gulf Basin in the context of the Mesozoic-Cenozoic evolution of Patagonia. *Journal of South American Earth Sciences* 97, 102422. DOI: 10.1016/j.jsames.2019.102422.
- García Torrejón, M., Vernengo, L., Pierre F Roux, J. y Luisely, L. 2020. Case study: Increasing hydrocarbon production from infill wells against the first successful microseismic monitoring of conventional reservoirs in Golfo San Jorge basin, Argentina. SEG 90th annual meeting. 10.1190/segam2020-3428435.1., 2360-2364.
- Lesta, P.J., 1968. Estratigrafía de la Cuenca del Golfo San Jorge. III Jornadas Geológicas Argentinas, Actas v.I, 171-182, Buenos Aires.
- Lesta, P.J. y Ferello, R. 1972. Región Extra andina de Chubut y Norte de Santa Cruz. En Leanza, A.F. (Ed.), I Simposio de Geología Regional Argentina, Academia Nacional De Ciencias, Córdoba, 601-653.
- Lesta, P.J., Ferello, R. y Chebli, G. 1980. Chubut Extraandino. En de Chubut y Norte de Santa Cruz. En Turner, J.C.M. (Ed.), II Simposio de Geología Regional Argentina, Academia Nacional De Ciencias, Córdoba, 1307-1387.
- López Angriman, A., Zarpellón, C., Muzzel, F., Cohen, M., (2014): Modelo paleogeográfico de la sección superior de la formación Pozo D-129. Su aplicación al Desarrollo de reservas en la Cuenca del Golfo San Jorge, Argentina. En Actas IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, 489-510, Mendoza, Argentina.
- Paredes, J. M., Colombo, F., Allard, J.O. y Foix, N. 2011. Alluvial architecture of fluvial successions in pyroclastic-rich environments: the Castillo Formation (Albian) in the Golfo San Jorge basin, Argentina. 28th IAS Meeting of Sedimentology, Abstract, 97, Zaragoza (Spain).
- Paredes, J.M., Plazibat, S., Crovetto, C., Stein, J., Cayo, E. y Schiuma, A. 2013. Fault kinematics and depocenter evolution of oil-bearing, continental successions of the Mina del Carmen Formation (Albian) in the Golfo San Jorge basin, Argentina. *Journal of South American Earth Sciences* 46, 63-79.
- Paredes, J.M., Allard, J.O., Foix, N., Álvarez, B., Olazábal, S., (2014): Sedimentología y perfiles de rayos gamma de la Formación Pozo D-129 (Aptiano) en la Sierra de San Bernardo, Chubut. En: Actas IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG: p. 455-479, Mendoza, Argentina.
- Scazzioti, F. 2008. El factor estratigráfico presente en la formación Mina El Carmen, Flanco Norte de la Cuenca del Golfo San Jorge. VII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Trabajos Técnicos: 101-117, Mar del Plata.
- Sylwan, C.A., 2001. Geology of the Golfo San Jorge Basin, Argentina. *Journal of Iberian Geology* 27, 123-157.
- Sylwan, C.A., Rodríguez, J.F., Strelkov, E.E. (2008): Petroleum systems of the Golfo San Jorge Basin, Argentina. En Cruz, C.E., Rodríguez, J.F., Hechem, J.J., Villar, H.J. (Eds.) Sistemas petroleros de las Cuencas Andinas. VII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, 53-77. Mar del Plata, Argentina.
- Sylwan, C., Droeven, C., Iñigo, J., Mussel, F. y Padva, D. 2011. Cuenca del Golfo San Jorge. 8° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Simposio Cuencas Argentinas: visión actual, Actas Electrónicas: 139-183, Buenos Aires.
- Varela Muñoz, M. y Fernández, S. 2016. Identificación de reservorios de gas en la Formación Mina del Carmen utilizando inversión sísmica simultánea en el Yacimiento Cerro Dragón, Cuenca del Golfo San Jorge, Argentina. 2° Jornadas Geológicas de la Cuenca del Golfo San Jorge, Resumen 47, Comodoro Rivadavia.
- Wright, V.P., Marriott, S.B., 1993. The sequence stratigraphy of fluvial depositional systems: the role of floodplain sediment storage. *Sediment. Geol.* 86, 203-210.
- Zabala, C., Arcuri, M., 2016. Intrabasinal and extrabasinal turbidites: Origin and distinctive characteristics. *Sedimentary Geology*, 337, 36-54.

Buscá todo sobre el shale en nuestra web



LOS NO CONVENCIONALES OPORTUNIDAD QUÍMICOS SISMICIDAD USO DEL AGUA



www.shaleenargentina.org.ar

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!



Mapa de orientación de esfuerzos horizontales en la cuenca Neuquina a partir de la interpretación de imágenes de pozo

Por *Elanor Díaz y Francisco C. Chiachirelli* (YPF S.A.)

Este trabajo resultó ganador del Concurso Premio Especial a Jóvenes Profesionales del IAPG, en el marco del 11° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (Conexpla) realizado por el IAPG en Noviembre 2022.



Durante los últimos años se implementó el modelo de factoría en el desarrollo de reservorios no convencionales. Uno de los objetivos principales en el desarrollo de estos yacimientos, asociado al modelo implementado, es comprender cómo optimizar la productividad de los pozos perforados. Para esto es conveniente conocer la orientación de los esfuerzos *in situ*, ya que impacta directamente en la eficiencia de la estimulación hidráulica y en la determinación de la ubicación de los pozos, tanto verticales como horizontales. Más aún, esta variable puede condicionar la determinación de la orientación de las ramas horizontales para el desarrollo de un bloque, lo cual impacta en la EUR (Estimated Ultimate Recovery) de los pozos (Zinn *et al.*, 2011; Chiachirelli *et al.*, 2021).

En el subsuelo actúan tres esfuerzos principales y ortogonales entre sí: esfuerzo vertical o de sobrecarga



(Sv), esfuerzo horizontal máximo (SHmax) y esfuerzo horizontal mínimo (Shmin). Conocer la magnitud y la orientación de estos esfuerzos es un factor importante por considerar para lograr un eficiente desarrollo de yacimientos de hidrocarburos. Debido a que estos parámetros pueden considerarse al momento de diseñar planes de perforación así como de terminación y, de esta forma evitar problemas de inestabilidad mecánica durante la perforación, además de aportar parámetros importantes para el diseño de la estimulación hidráulica.

Teniendo en cuenta la importancia de conocer la orientación de los esfuerzos horizontales, para la cuenca Neuquina, se realizó un mapa de orientación del esfuerzo horizontal máximo en base a la interpretación de 270 imágenes de pozo, tanto acústicas como resistivas, y el análisis de tres pozos con monitoreo de microsísmica. Este mapa abarca una distribución areal significativa con datos provenientes de diferentes bloques. Si bien gran

parte de los datos proceden de yacimientos donde se encuentra en desarrollo la Formación Vaca Muerta también se cuenta con registros de bloques distribuidos desde el sur de la Dorsal de Huinul, provincia del Neuquén, hasta la laguna de Llancanelo, provincia de Mendoza, en sentido norte-sur, y desde el frente de deformación, al oeste, hasta el borde de cuenca, al este. Adicionalmente se sumaron datos del World Stress Map (WSM, por sus siglas en inglés) (Heidbach *et al.*, 2018) en busca de cotejar los datos propios con los que figuran en el trabajo citado.

En este trabajo se presenta el mapa resultante del análisis de registros de imágenes y datos microsísmicos, y la integración de estos con los publicados en el WSM. Como resultado se observa una orientación predominante en sentido E-O controlada por las fuerzas tectónicas relacionadas con la subducción de la placa de Nazca debajo de la Sudamericana. También se identificaron zonas donde los esfuerzos horizontales se desvían de la tendencia regional.

Marco geológico

Actualmente, a nivel productivo, la cuenca Neuquina es la más importante de la República Argentina. En 2021 el 52% de la producción total de petróleo y el 64% de la producción total de gas del país correspondieron a esta cuenca, según el Informe Anual del Instituto Argentino de la Energía (IAE, 2022).

Esta cuenca registra una columna sedimentaria de más de 6000 m de espesor que incluye rocas marinas y continentales depositadas desde el Triásico superior al Paleoceno. Su origen está ligado a la intercomunicación de hemigrábenes de rumbo noroeste, resultantes del desmembramiento de Pangea, debido a los procesos tectónicos extensionales que afectaban el margen centro-oeste de América del Sur a fines del Triásico. Durante el Jurásico inferior, en el margen occidental de Gondwana se restableció un sistema de subducción que dio origen al primer arco magmático mesozoico, con cuencas de arco e intraarco donde se depositaron sedimentos principalmente marinos. Luego, desde el Jurásico medio hasta el Cretácico inferior, la cuenca Neuquina pasó a ser una cuenca de retroarco, pero a fines del Cretácico inferior, debido al incipiente levantamiento de la Cordillera de los Andes y la formación de la faja plegada y corrida del Agrio, se convirtió en una cuenca de antepaís. Durante el Mioceno, la reactivación de la faja plegada y corrida marcó la culminación de la estructuración de la cuenca (Casadío y Montagna, 2015).

Metodología

Existen diferentes métodos y escalas para determinar la orientación de los esfuerzos en un área determinada, a partir de datos regionales que pueden tomarse del WSM, hasta datos puntuales que surgen del análisis del estado de las paredes de un pozo. Esta última metodología requiere la interpretación de diferentes registros obtenidos

durante la perforación, como caliper, multifinger e imágenes de pozos, tanto resistivas como acústicas.

La orientación de los esfuerzos horizontales en el subsuelo presentada en este trabajo fue obtenida a partir de tres fuentes: interpretación de perfiles de imágenes, microsísmica y publicaciones previas.

Al perforar un pozo, se produce una perturbación en los esfuerzos del subsuelo, debido a que el material que soporta los esfuerzos *in situ* es extraído durante la perforación y, por lo tanto, se pierde el equilibrio del sistema. La concentración de esfuerzos alrededor de un pozo vertical en un medio isotrópico y elástico es descrito por las ecuaciones de Kirsch (Kirsch, 1898). En coordenadas cilíndricas, estos esfuerzos pueden escribirse de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} \sigma_{rr} &= 0.5(SH_{max} + Sh_{min})\left(1 - \frac{R^2}{r^2}\right) + 0.5(SH_{max} - Sh_{min})\left(1 - \frac{4R^2}{r^2} + \frac{3R^4}{r^4}\right)\cos(2\theta) + \frac{P_w R^2}{r^2} \\ \sigma_{\theta\theta} &= 0.5(SH_{max} + Sh_{min})\left(1 + \frac{R^2}{r^2}\right) - 0.5(SH_{max} - Sh_{min})\left(1 + \frac{3R^2}{r^2}\right)\cos(2\theta) - \frac{P_w R^2}{r^2} - \sigma^{NP} \\ \sigma_{zz} &= S_V - 2\nu(SH_{max} - Sh_{min})\frac{R^2}{r^2}\cos(2\theta) \end{aligned}$$

Ec. 1, 2 y 3

Donde σ_{rr} , $\sigma_{\theta\theta}$, σ_{zz} son los esfuerzos radiales, tangenciales y axiales, respectivamente, SH_{max} , Sh_{min} y S_V los esfuerzos principales *in situ*, P_w la diferencia entre la presión poral y la presión ejercida por el lodo, ν la relación de Poisson, R el radio del pozo, r el radio donde se evalúa la fórmula con respecto al centro del pozo y θ el ángulo con respecto al SH_{max} .

Como se puede observar en la figura 1, el valor de los esfuerzos en la cara del pozo varía según la posición del punto evaluado respecto de la dirección del SH_{max} .

Si las ecuaciones presentadas anteriormente se evalúan en la cara del pozo (donde $r=R$), se puede observar que los esfuerzos (particularmente el tangencial, $\sigma_{\theta\theta}$) aumentan en la dirección del Sh_{min} , lo que genera la formación de *breakouts* cuando estos esfuerzos superan la resistencia a la compresión de la roca, y disminuyen en la dirección del SH_{max} ocasionando el desarrollo de fracturas por tensión cuando se supera la resistencia a la tracción de la roca (Figura 2).

Es importante mencionar que la formación de estos rasgos en las paredes del pozo depende no solo de los esfuerzos *in situ* y las propiedades mecánicas de la roca,

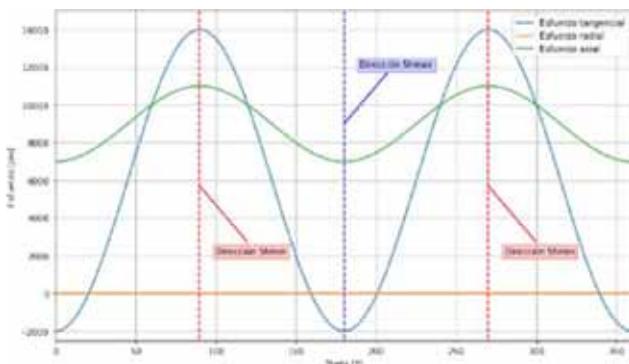


Figura 1. Esfuerzos principales en la cara del pozo y su variación respecto de la orientación del SH_{max} (θ).

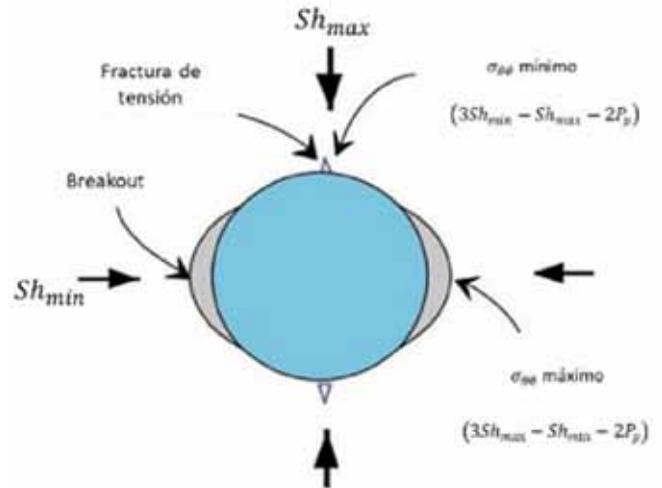


Figura 2. Ubicación de breakouts y fracturas inducidas en la cara de un pozo y su relación con los esfuerzos *in situ*.

sino también de la densidad de lodo utilizada durante la perforación (P_w , Ecuación1).

Con el objetivo de construir el mapa de orientación de los esfuerzos horizontales para la cuenca Neuquina,

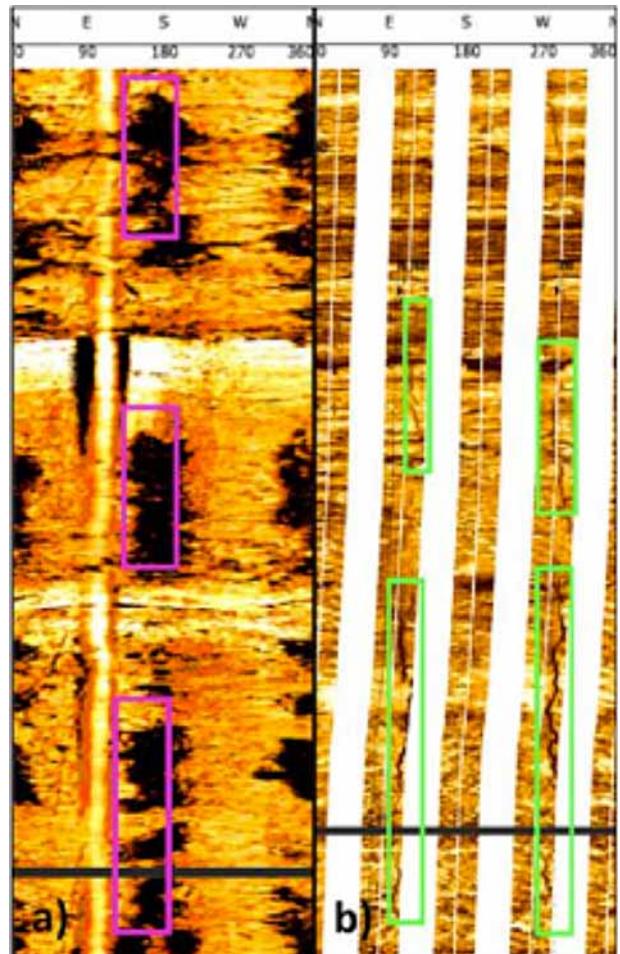


Figura 3. Ejemplo de breakouts (a) y fracturas inducidas (b) interpretados en un pozo incluido en este estudio.

en primer lugar, se recopilaron todas las imágenes de pozo disponibles, luego cada imagen fue interpretada con el propósito de identificar *breakouts* y fracturas inducidas (Figura 3). Una vez identificado el rasgo en la pared del pozo, se promedió la orientación de estos para todo el intervalo interpretado y así obtener un único dato representativo para el pozo.

Adicionalmente, se utilizó la información proveniente de la microsísmica para determinar la orientación de los esfuerzos. En este caso, los eventos microsísmicos tienden a alinearse en la dirección de crecimiento de la fractura hidráulica, es decir, en la orientación del SHmax (Figura 4). A diferencia de los perfiles de imágenes, en los cuales el dato de orientación de esfuerzos es válido solo en pozos verticales, en el caso de la microsísmica puede aplicarse en pozos con cualquier geometría. Para pozos desviados y horizontales el dato interpretado fue asignado a la posición de la boca de pozo.

Para esta fuente de datos, se utilizó la dirección promedio de todas las etapas de fractura con monitoreo de microsísmica de manera de obtener un único valor de orientación de los esfuerzos para el pozo interpretado.

Por último, con el propósito de poblar de datos los sectores en los que hay escasez de información se tomaron los datos del World Stress Map correspondientes a la cuenca Neuquina, así como también datos recolectados de publicaciones previas (Cuervo *et al.*, 2014; Curia *et al.*, 2018).

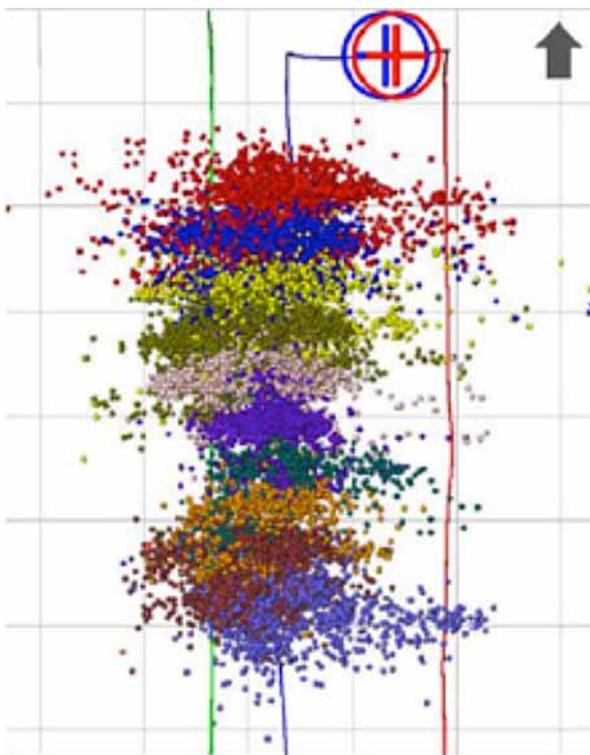


Figura 4. Vista en planta de un pozo horizontal con monitoreo de microsísmica. Cada punto corresponde a un evento y los diferentes colores a una misma etapa de fractura. Se puede observar que los eventos se alinean en una dirección preferencial, la cual corresponde al SHmax (aproximadamente E-O).

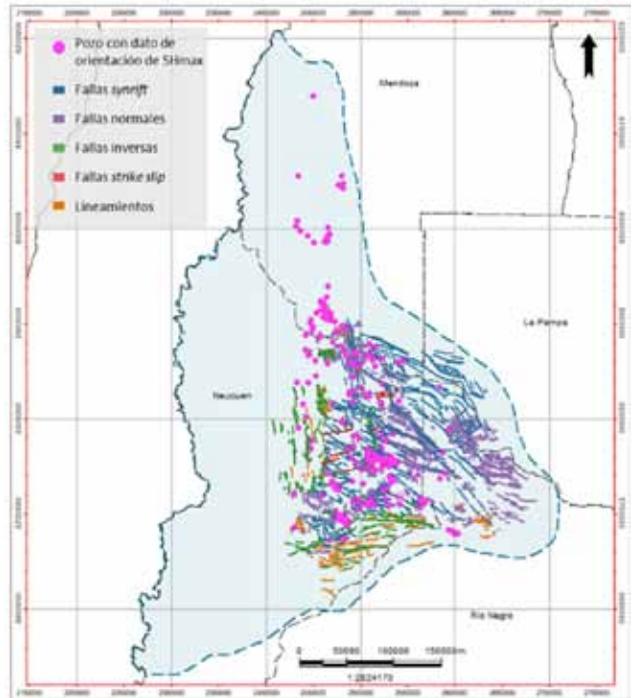


Figura 5. Fallas utilizadas para analizar la relación entre estructuras geológicas y la orientación de los esfuerzos horizontales (Silvestro y Zubiri, 2008).

Al mismo tiempo, con el fin de comprobar si existe una relación entre la orientación de los esfuerzos, tanto en nivel regional como local, y la presencia de estructuras geológicas se seleccionaron y graficaron las fallas interpretadas por Marchal *et al.* (2020) para la base de la Formación Vaca Muerta y las fallas que controlaron la apertura de los depocentros en el *synrift* inicial de la cuenca (Silvestro y Zubiri, 2008) (Figura 5). Es importante mencionar que estos datos están restringidos a la provincia del Neuquén, por lo que los pozos de Mendoza no fueron incluidos en este análisis.

Finalmente, se consolidó la información de tipo de falla y su orientación y se determinó su ubicación geográfica como el punto medio de la traza interpretada.

Resultados

Una vez recolectada toda la información, se obtuvo una base de datos con 273 pozos distribuidos en toda la cuenca donde el 98% de los datos corresponde a interpretaciones de perfiles de imágenes. A estos se adicionan 46 puntos correspondientes a datos de alta confianza del WSM y otros tomados de publicaciones previas (Figura 6).

Con toda la información recopilada se evaluaron distintas relaciones con el objetivo de estudiar posibles factores de control que permitan predecir las orientaciones del SHmax en aquellos lugares donde no existan datos. En primer lugar, se realizó un análisis estadístico para evaluar la cobertura en profundidad y la tendencia general de orientación del esfuerzo horizontal máximo en la cuenca. Luego se analizaron las correlaciones entre

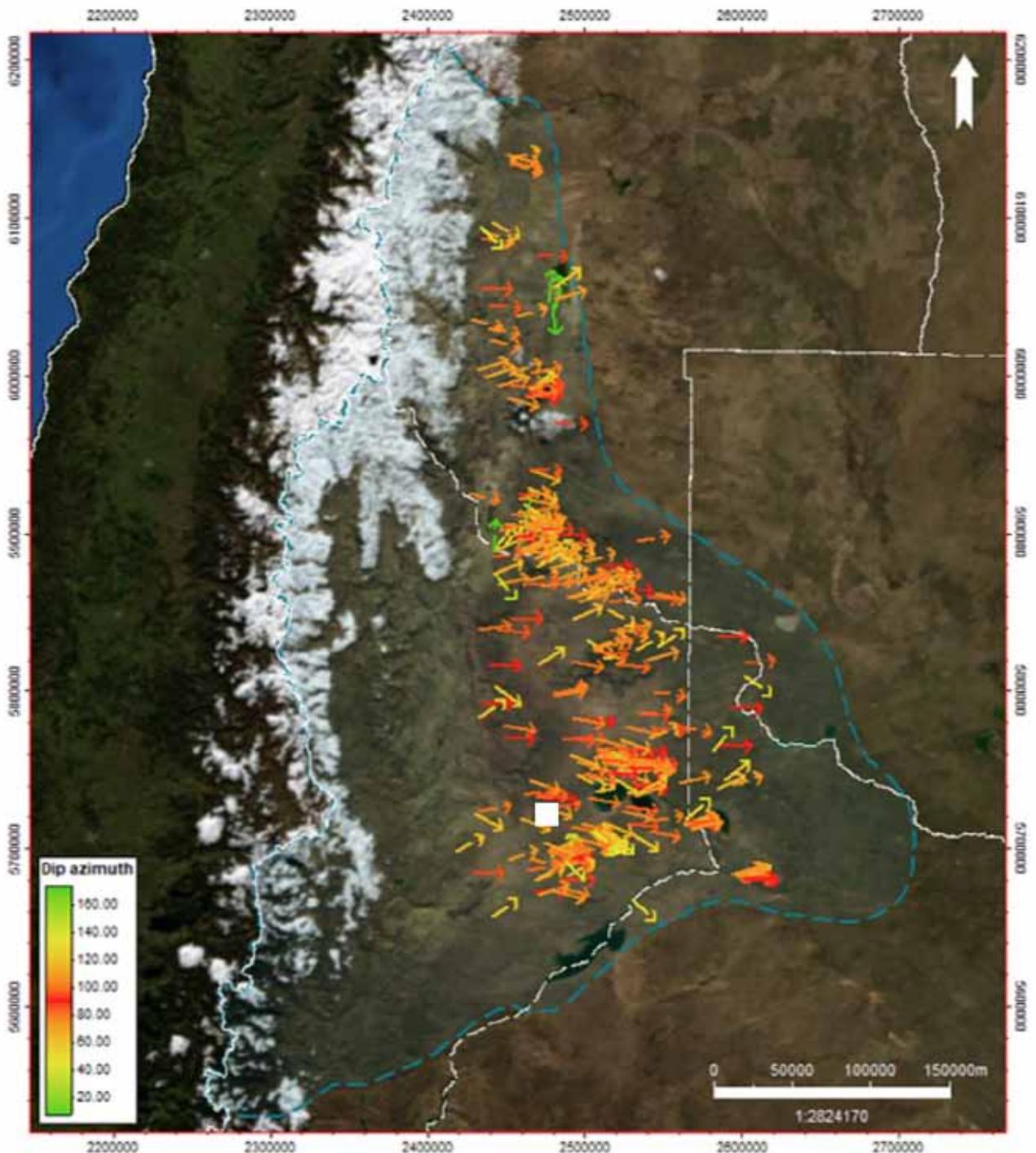


Figura 6. Mapa de orientación del SHmax, donde figura la orientación de los datos presentados en este trabajo, así como datos tomados de otras fuentes (simbolizados por flechas de trazo continuo y punteado, respectivamente).

la ubicación geográfica de cada dato y la dirección del SHmax en ese punto, como también la dependencia de esta orientación con la presencia de fallas, considerando diferentes propiedades de estas. Por último, se evaluó la variación de la orientación del SHmax en función de la profundidad para distintos pozos seleccionados a lo largo de la cuenca.

En primer lugar, para conocer la cobertura en profundidad de los datos recopilados, se utilizaron los pozos que cuentan con registro de imagen. Tomando el tope y base de cada uno de los perfiles se pudo observar que la cobertura en profundidad de este trabajo es notablemente amplia, que abarca un intervalo desde los 260 m hasta los 4500 m. Esto también puede observarse en la

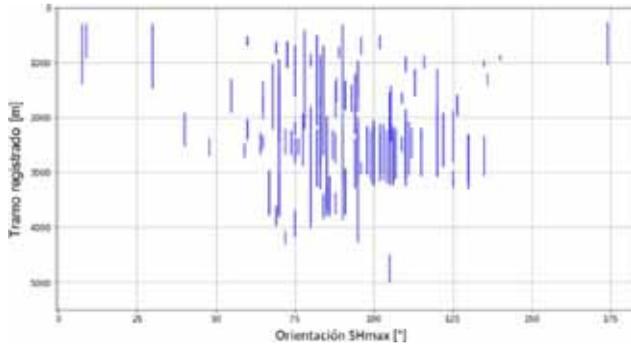


Figura 7. Cobertura en profundidad de los perfiles interpretados. Cada barra corresponde a un pozo y la extensión vertical determina la cobertura del registro (eje Y), además se puede observar la orientación del SHmax para cada pozo (eje X).

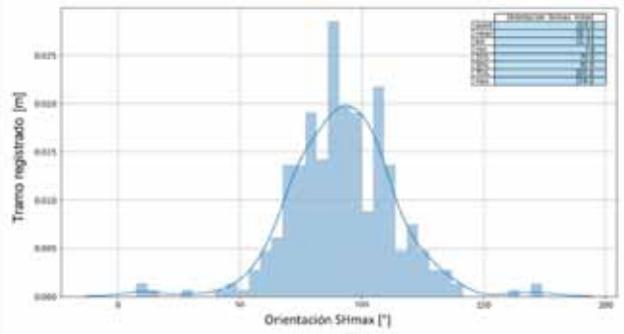


Figura 8. Histograma de frecuencia de orientación de SHmax. Se observa una tendencia central evidente con una dispersión significativa.

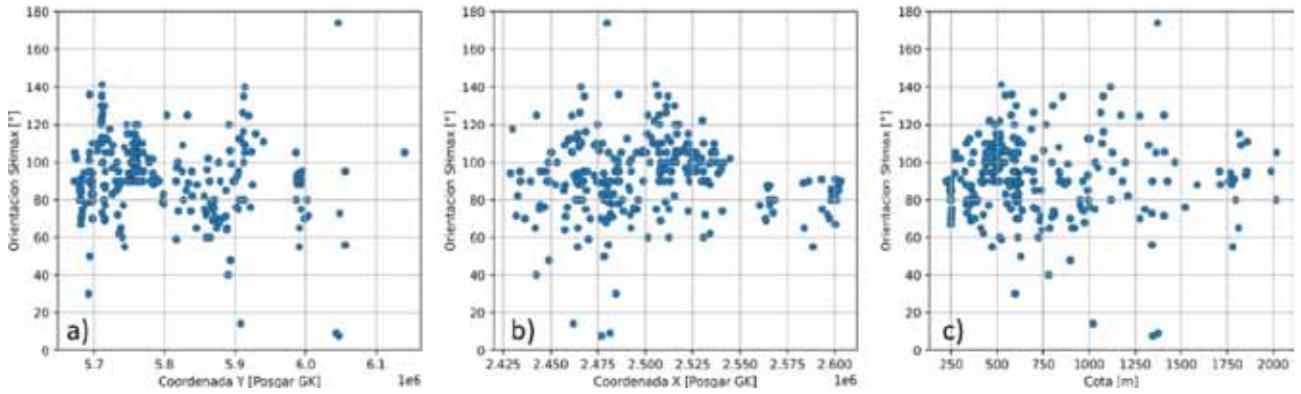


Figura 9. Crossplots entre la orientación del SHmax y las variables de posicionamiento geográfico de cada pozo. a) Coordenada Y. b) Coordenada X. c) Cota. No se observa una relación clara con ninguno de los parámetros.

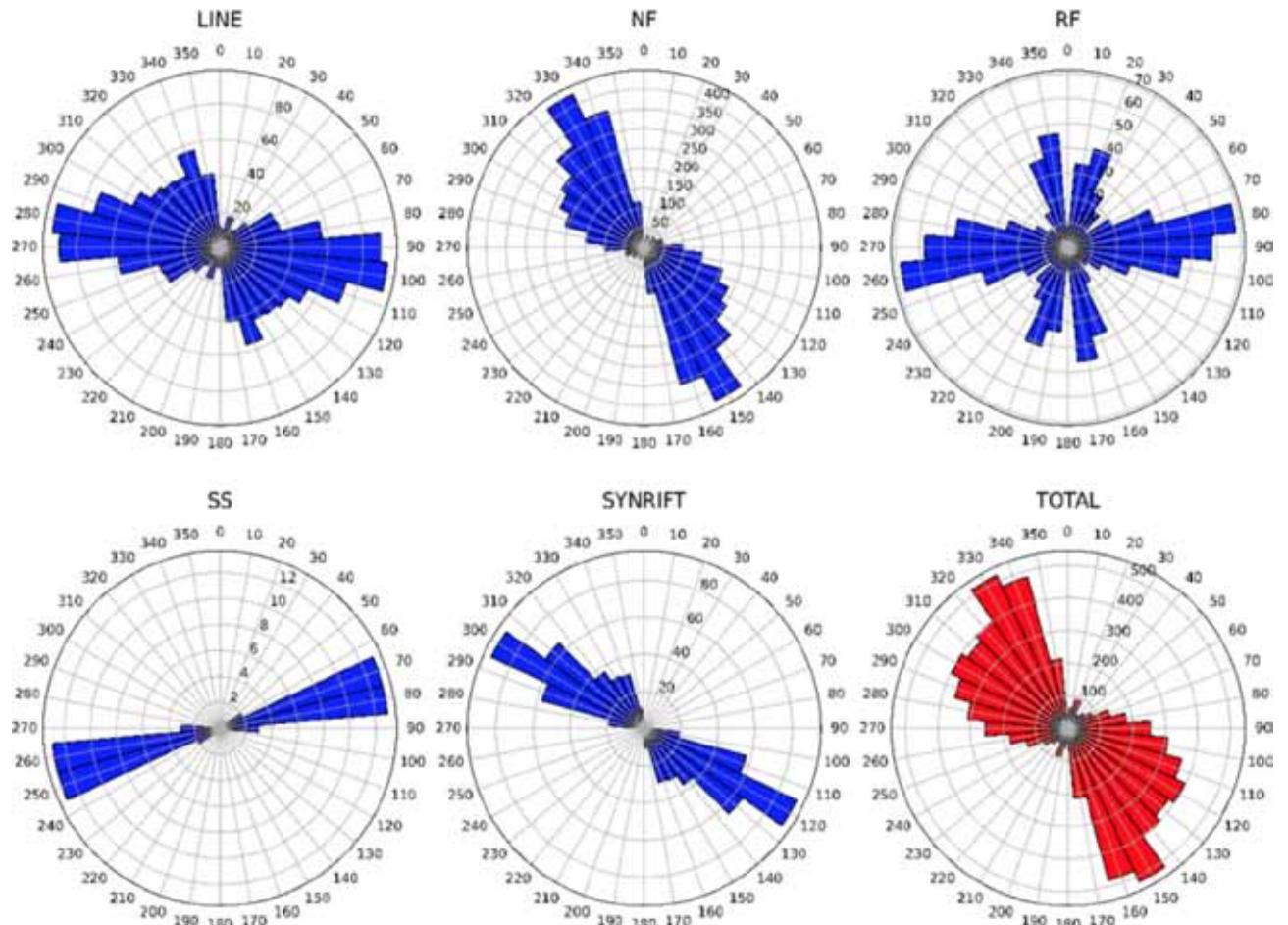


Figura 10. Diagrama de rosas de la orientación de las fallas utilizadas en este trabajo para estudiar su relación con la orientación de los esfuerzos horizontales.

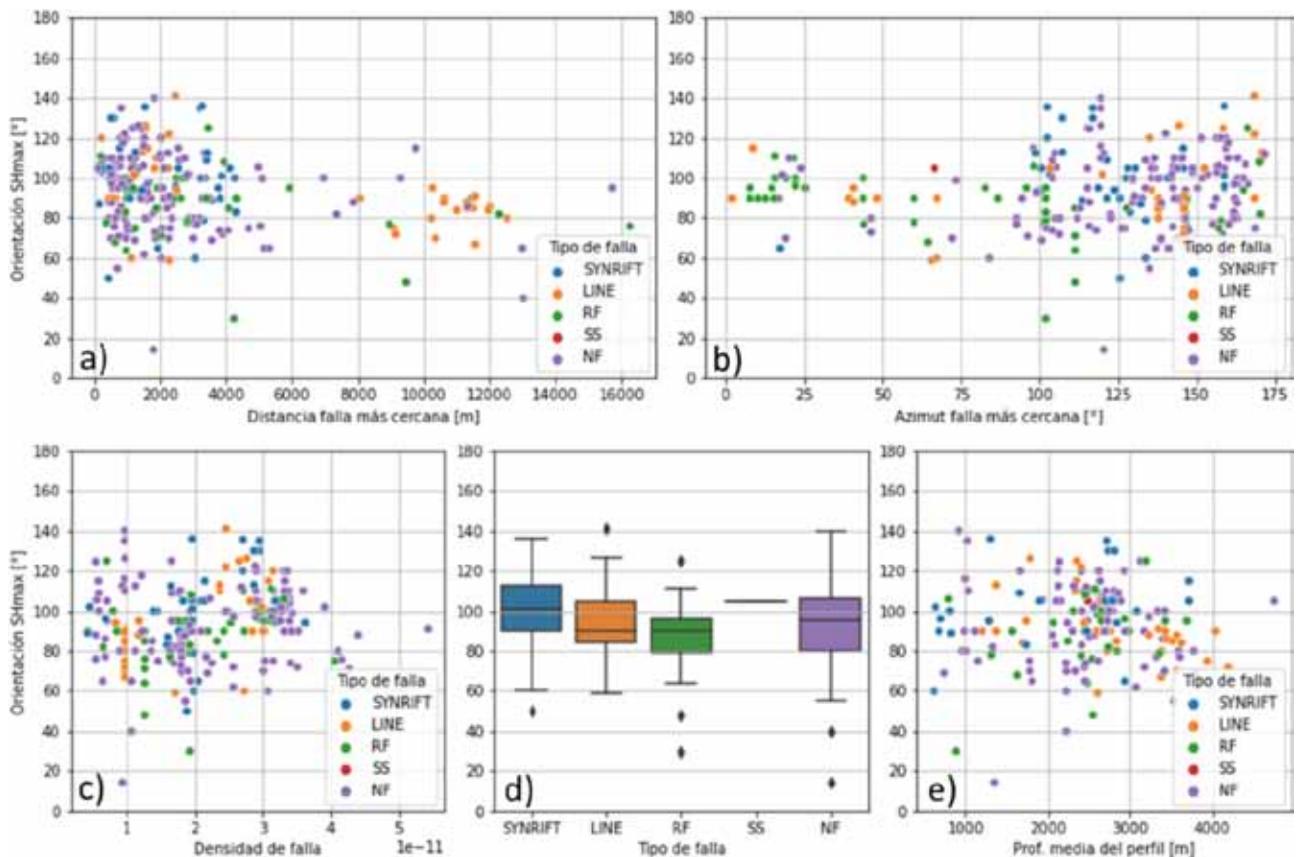


Figura 11. *Crossplots* que muestran la relación entre la orientación del SHmax para un pozo en particular y las variables definidas para la falla más cercana. a) Distancia. b) Azimut. c) Densidad. d) Tipo y e) Profundidad media del perfil.

figura 7, donde cada barra azul corresponde a un único pozo y la extensión de esta representa el tramo registrado (en metros). A su vez, en la misma figura también es posible determinar la orientación del SHmax asociado a cada dato.

Luego, con el objetivo de visualizar la distribución de datos recopilados, se realizó un histograma de la orientación del SHmax (Figura 8). En este gráfico se puede observar que los valores se concentran en la dirección E-O con un azimut promedio de 92°. Sin embargo, es importante mencionar la alta dispersión manifestada por un amplio rango de valores de orientación del SHmax y un desvío estándar que supera los 20°.

Con el fin de analizar si existe una relación entre la orientación del SHmax y la posición geográfica de ese dato se realizaron distintos *crossplots* (Figura 9). No se identifica una relación clara entre estas variables, a diferencia de lo que se plantea en el trabajo de Sanz Perl y Delucchi (2017) donde los autores indican una rotación antihoraria del esfuerzo horizontal máximo a medida que se avanza hacia el norte de la cuenca.

Otro factor que se tuvo en cuenta en este estudio es la relación entre la orientación del esfuerzo horizontal máximo y la presencia de discontinuidades geológicas en el subsuelo, ya que pueden generar una alteración

en el tensor de esfuerzos tanto en magnitud como en orientación. Para esto, se estudió la relación entre la dirección del SHmax interpretado en perfiles y la presencia de fallas.

Para estudiar la relación entre el SHmax y las fallas se definieron siete variables: azimut, ubicación, densidad, distancia, tipo, orientación y KDE (Kernel Density Estimation). Es preciso mencionar que para este análisis no se incluyeron los datos provenientes del WSM y solo se consideraron los pozos ubicados en la provincia del Neuquén.

Con toda esta información establecida se realizaron diferentes *crossplots* que muestran la relación entre la orientación del esfuerzo horizontal máximo y las variables de caracterización de las fallas (Figura 11).

Para este análisis, la ubicación de la falla se definió como el punto medio ubicado en el centro de la traza de la falla y se estimó el KDE, de tipo gaussiano, para utilizarlo como indicador de densidad de fallamiento de la zona.

Cuando se observa, la relación entre la orientación de los esfuerzos de un pozo en particular y la distancia a la falla más cercana (Figura 11a) se puede notar que a medida que la distancia disminuye existe una mayor probabilidad de que la orientación del esfuerzo rote respecto

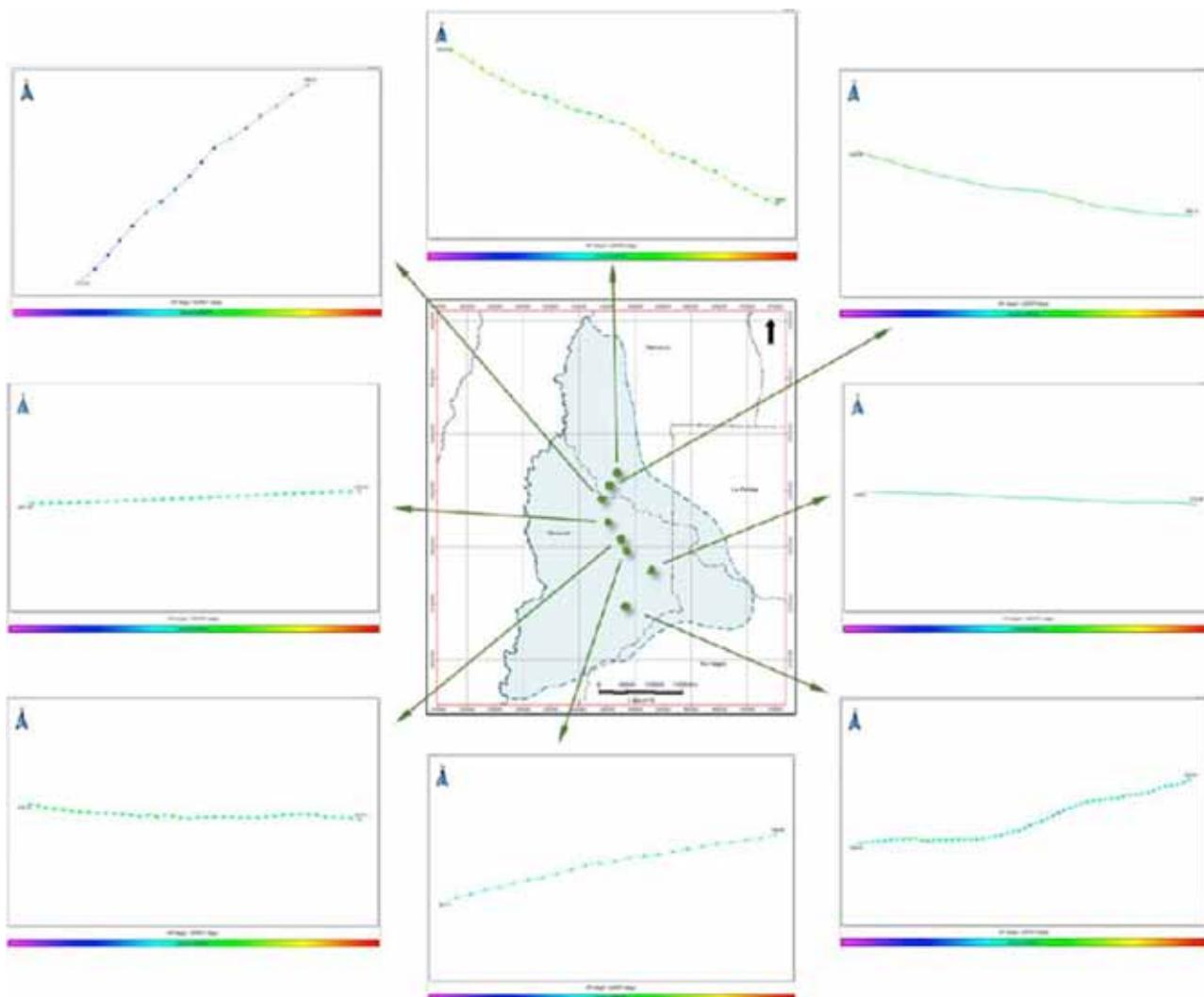


Figura 12. Variación de la orientación del SHmax en profundidad para pozos seleccionados a lo largo de la cuenca. La escala de color indica variación de azimut, de 0° a 180°.

de la tendencia general. Esto queda evidenciado por una mayor dispersión de los datos de orientación cuando la distancia del pozo a la falla más cercana es baja. Por el contrario, si el dato pertenece a una zona con pobre estructuración, se observa una tendencia concentrada en la dirección E-O. Esta tendencia, si bien es esperable, podría estar condicionada por la poca densidad de pozos con fallas distantes.

Adicionalmente, si la falla más cercana tiene bajo azimut la orientación del SHmax coincide con la tendencia regional, es decir, con orientación E-O (Figura 11b). Por el contrario, cuando el azimut es alto la dispersión en la orientación es mayor, sin embargo, se considera que este comportamiento está relacionado a la escasez de fallas con azimut bajos (Figura 10).

Estas observaciones tienen sentido desde la concepción teórica. En primer lugar, la perturbación de los esfuerzos por efecto de una falla se concentra en las cercanías de esta, por lo que es esperable que los pozos que se

encuentren en zonas con baja estructuración, es decir, cuya distancia a la falla más cercana sea alta, presenten una orientación del SHmax más cercana a la tendencia impuesta por el marco tectónico. Asimismo, el azimut de la falla es también un factor de relevancia en la perturbación de los esfuerzos, ya que ciertas orientaciones, aquellas críticamente estresadas, generan una mayor perturbación en el tensor de esfuerzos.

Finalmente, no se reconoció relación entre la densidad de falla, el tipo de falla o la profundidad media del perfil y la dirección del SHmax (Figuras 11c, d y e).

Es necesario destacar que estos resultados no invalidan la presunción de que las fallas impactan en la orientación de los esfuerzos, sino más bien que evidencian una dificultad en la cuantificación de este impacto. Los resultados obtenidos en este trabajo dependen fuertemente del *set* de fallas utilizado y existe una notoria dificultad en realizar una interpretación estructural de detalle para toda la cuenca. Mas aún, los factores que

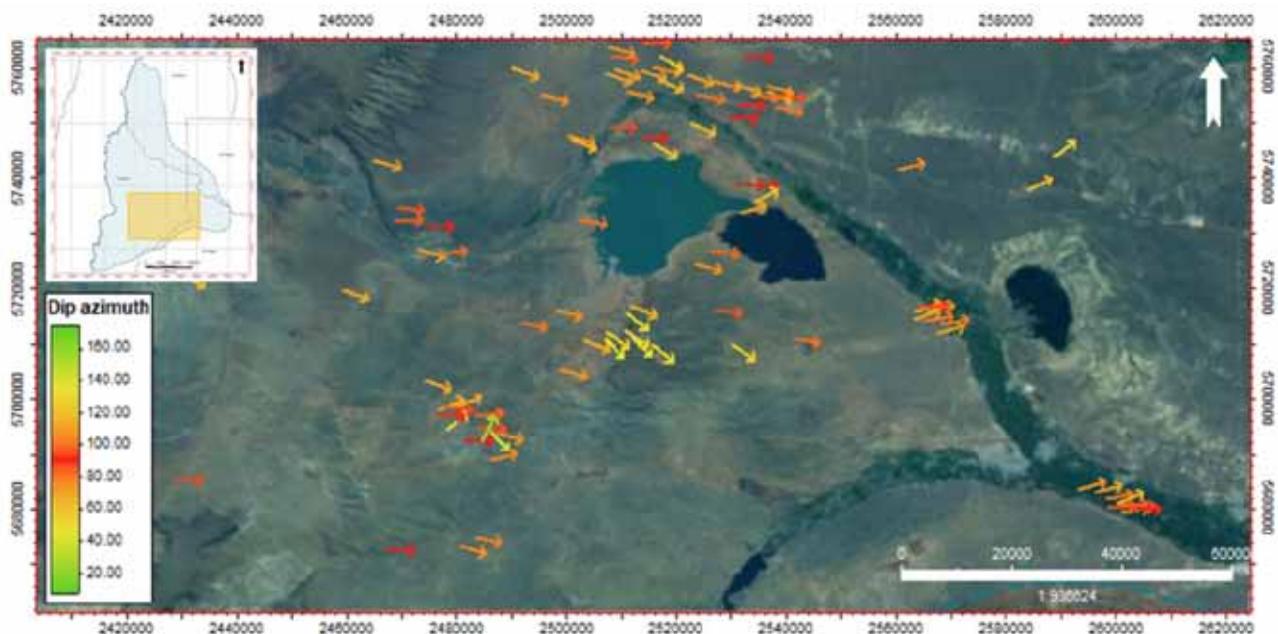


Figura 13. Orientación del SHmax en el sector sur de la cuenca Neuquina (Zona Sur).

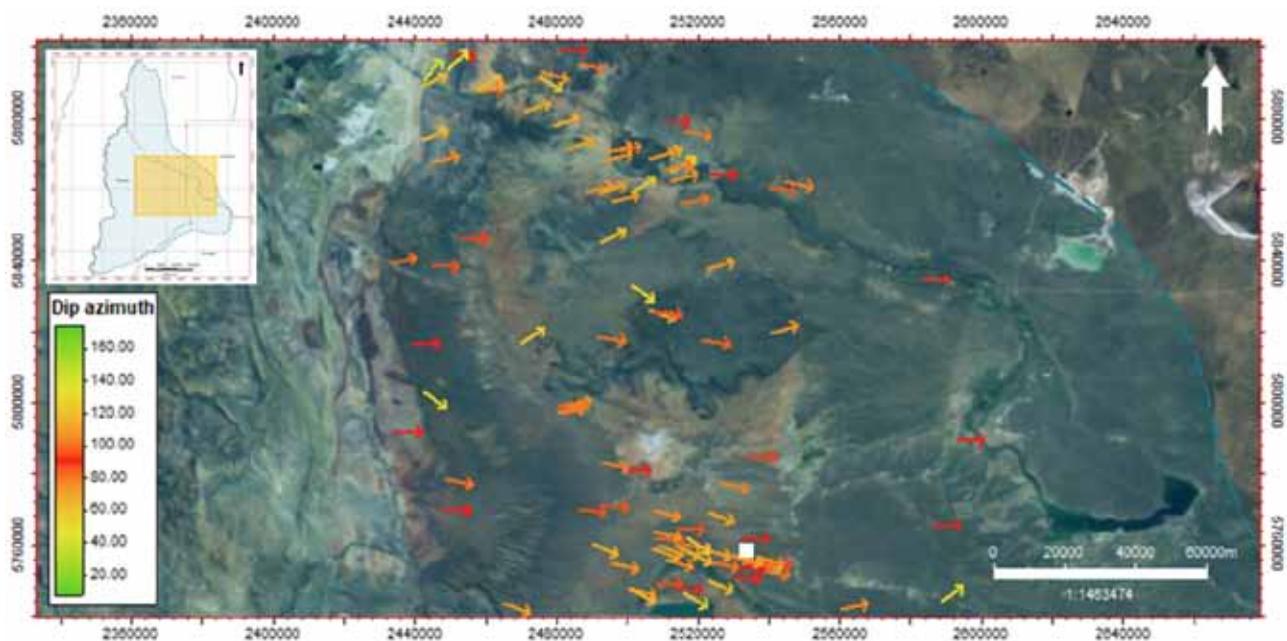


Figura 14. Orientación del SHmax en el sector central de la cuenca (Zona Centro).

determinan la relevancia de la falla en la perturbación de esfuerzos podrían no estar incluidos en las propiedades consideradas, por ejemplo, el intervalo estratigráfico afectado o la respuesta mecánica del relleno de la zona de falla respecto de la respuesta de la roca de caja.

Asimismo, se investigó la variación en profundidad de la orientación de los esfuerzos para lo que se utilizaron ocho pozos con amplia cobertura del registro de imagen distribuidos a lo largo de la cuenca (Figura 12), para lo cual se realizó un *walkout plot* (Hurley, 1994) para cada uno. Estos gráficos se construyen apilando vecto-

res unitarios cuyo azimut corresponde a la orientación del SHmax en cada intervalo de profundidad. Como se puede observar, en la gran mayoría de los casos se distingue una notoria dirección principal y no se reconoce un cambio abrupto o gradual en la dirección de los esfuerzos. En este sentido la única excepción es la de un pozo ubicado en la zona de la Dorsal de Huincul donde en 3200 m, aproximadamente, se puede observar un cambio de tendencia en el *walkout plot*. En esta área se reconoce, mediante el análisis de perfiles, una zona de falla que podría ser la causante de esta variación. Es impor-

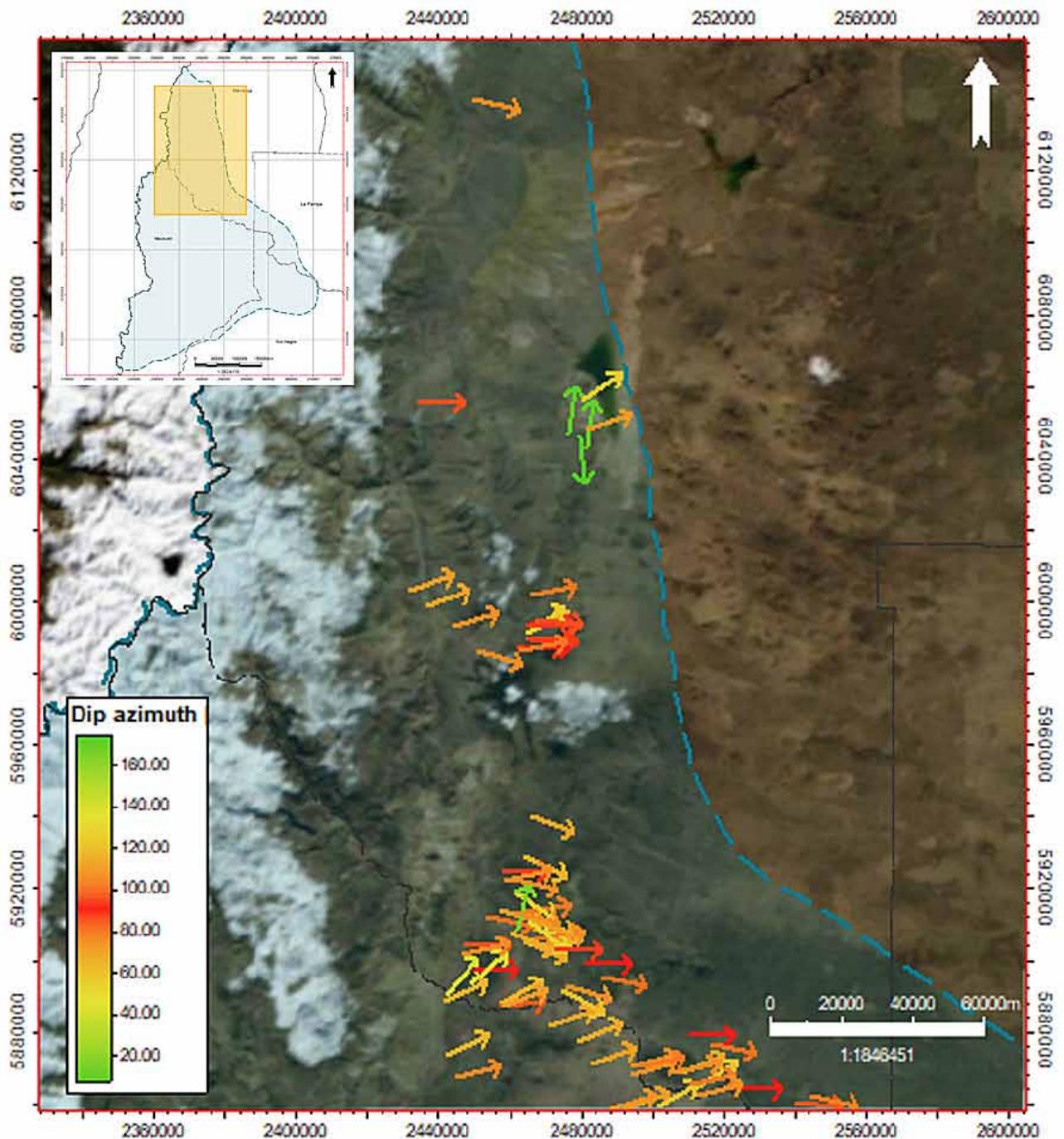


Figura 15. Orientación del SHmax en el sector norte de la cuenca (Zona Norte).

tante mencionar que por encima de la falla los *breakouts* vuelven a alinearse con la orientación predominante encontrada por debajo de esta.

Por último, se subdividió la cuenca en tres sectores: Zona Sur, Zona Centro y Zona Norte, con la finalidad de realizar un análisis descriptivo en cada uno de ellos y determinar tendencias locales en el vector de orientación del SHmax.

La Zona Sur (Figura 13) presenta una dirección ESE dominante. Al este esta tendencia cambia y se observa

un predominio de orientaciones hacia el ENE. Por otro lado, al sur del lago Barreales se distingue una rotación importante hacia el SE, confirmada por la gran cantidad de datos que consistentemente indican esa dirección.

La Zona Centro corresponde a la porción de la cuenca ubicada en el norte neuquino (Figura 14). Hacia el sur, esta sección está caracterizada por una orientación dominante ESE a E-O, mientras que hacia el norte del Volcán Auca Mahuida, el vector rota en sentido horario hasta ubicarse en la dirección ENE. Esta tendencia se

trunca en el Río Colorado, donde nuevamente el SHmax toma un rumbo de E-O a ESE, acompañando la orientación regional.

Por último, la Zona Norte, que corresponde al sector mendocino de la cuenca Neuquina (Figura 15) está caracterizada por una notable disminución de la información disponible. En función a los datos con los que se cuenta se puede observar que hacia el sur de la Zona el SHmax se ubica principalmente en dirección ESE a SE, mientras que hacia el norte se observa una rotación antihoraria, que finaliza con orientaciones de rumbo ENE.

Conclusiones

Se realizó un mapa que expone la orientación del SHmax para 273 pozos de la cuenca Neuquina. Estos datos se obtuvieron a partir de la interpretación de imágenes de pozo y monitoreo con microsísmica. De esta manera se generó una base de datos con buena cobertura areal, estratigráfica y de profundidades.

Se reconoció una dirección predominante E-O ($92^\circ \pm 21^\circ$) condicionada por las fuerzas tectónicas debidas al margen subductivo ubicado al oeste. Sin embargo, se observaron también desviaciones locales y regionales respecto de la tendencia general probablemente condicionadas por rasgos locales.

La orientación del SHmax resultó ser un parámetro consistente, ya que en zonas con alta densidad de datos se observa una repetición de la orientación entre pozos cercanos y también en zonas donde se observa una desviación respecto de la orientación regional esta se manifiesta en todos los pozos del área.

A partir del análisis realizado, no se evidencia ninguna relación cuantitativa entre la posición geográfica del pozo y la orientación del esfuerzo horizontal máximo.

Otro aspecto analizado fue la influencia de las fallas. Si bien desde el punto de vista teórico la presencia de estas puede alterar el tensor de esfuerzos generando tanto rotaciones como cambios en la magnitud de los esfuerzos, al analizar los datos relevados con el *set* de fallas utilizado, solo se observa una dependencia poco significativa con la distancia a la falla más cercana y el azimut de esa falla.

Se observó que la variación de la orientación del SHmax en profundidad en los pozos analizados no evidencia una dispersión considerable. En la mayoría de los casos la tendencia es la misma para todo el intervalo de profundidades interpretado. La única excepción corresponde a un pozo que atraviesa una zona de falla.

Por último, se realizó un análisis cualitativo de la orientación del SHmax en tres sectores de la cuenca donde se reconocieron patrones específicos para cada uno.

Referencias bibliográficas

- Casadío, S. y Montagna, A.O. 2015. Estratigrafía de la cuenca Neuquina. En Ponce, J.J., Montagna, A.O. y Carmona, N. (Eds.), Geología de la cuenca Neuquina y sus sistemas petroleros: una mirada integradora desde los afloramientos al subsuelo, 9-21.
- Chiachiarelli, F. C., Hryb, D. E., Diaz Vazquez, A. y Diaz E. 2021. Impact of Wellbore Azimuth on Hydraulic Fracture Growth and Initiation Pressure. 55th U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium, Virtual.
- Cuervo, S., Vallejo, M. y Crousse, L. 2014. Caracterización integrada petrofísica y geomecánica de la formación Vaca Muerta en el área de El Trapial. IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Mendoza, Argentina.
- Curia, D., Duncan, P., Grealy, M., McKenna, J. y Hill, A. 2018. Microseismic monitoring of Vaca Muerta completions in the Neuquén Basin, Argentina. *The Leading Edge*. 37. 262-269
- Heidbach, O., M. Rajabi, X. Cui, K. Fuchs, B. Müller, J. Reinecker, K. Reiter, M. Tingay, F. Wenzel, F. Xie, M. O., Ziegler, M., Zoback, L. y Zoback, M. D. 2018. The World Stress Map database release 2016: Crustal stress pattern across scales. *Tectono-physics*, 744, 484-498.
- Hurley, N. F. 1994. Recognition of faults, unconformities and sequence boundaries using cumulative dip plots: American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 78(8), 1173-1185, doi:10.1306/A25FEA9F-171B-11D7-8645000102C1865D
- I.A.E., 2022, Sitio Web del Instituto Argentino de la Energía "General Mosconi", <https://www.iae.org.ar/>, Informe Anual de Hidrocarburos 2021. Acceso 13 de abril de 2022.
- Kirsch, E.G., 1898. Die Theorie der Elastizität und die Dauererfnisse der Festigkeitslehre. *Zeitschrift des Vereines deutscher Ingenieure*, 42, 797-807.
- Marchal, D., Manceda, R., Domínguez, R. F. y Sattler, F., 2020. Structural geology: Tectonic history, macrostructures, regional fault map, fault systems, second-order structures, and impact of the inheritance, in D. Minisini, M. Fantín, I. Lanusse Noguera and H. A. Leanza (Eds.), Integrated geology of unconventional: The case of the Vaca Muerta play, Argentina: AAPG *Memoir*, 121, 99-140.
- Sanz Perl, Y. y Delucchi, D. 2017. Stress Organization along Neuquen Basin in Vaca Muerta Formation and their Impact in Microseismic Response. Latin-American Seminar in Unconventional Resources. Mexico City, Mexico.
- Silvestro, J. y Zubiri, M. 2008. Convergencia oblicua: Modelo estructural alternativo para la Dorsal Neuquina (39°S) Neuquén. *Revista de la Asociación Geológica Argentina*, 63(1), 49-64.
- Zinn, C., Blood, D. y Morath, P. 2011. Evaluating the impact of wellbore azimuth in the Marcellus Shale. Paper SPE 149468 presented at the Eastern Regional EMeeting.

ESTAMOS PARA QUE NOS ENCUENTRES

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



facebook.com/IAPGinfo
facebook.com/IAPGEduca



@IAPG_info
@IAPGEduca



youtube.com/IAPGinfo



INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

www.iapg.org.ar

Alerta temprana para prevenir la interrupción de servicios esenciales

Por *Salvador Gil y Roberto Prieto* (UNSAM)

En la Roma antigua, los incendios eran muy comunes con consecuencias muy devastadoras para la ciudad y sus habitantes. Ya antes del famoso incendio de la ciudad, ocurrido en tiempos de Nerón (64 DC), la ciudad sufrió numerosos siniestros en los años 36 AC, 26 AC, 22AC, 14AC, 6AC, etc.¹. La devastación producida por estos siniestros se debía en parte a las características de las construcciones, con abundante madera y paja y en parte a los fuertes vientos que propagaban rápidamente las llamas, pero también a la indolencia de sus habitantes que a menudo permanecían inmóviles llenos de pánico como simples espectadores de estas terribles calamidades. En un intento de paliar estos desastres el emperador Augusto creó un cuerpo de vigilantes (los antecesores de los primeros bomberos) y distribuyó numerosos baldes por la ciudad, con los que los mismos vecinos podían ayudar a combatir el fuego en las casas de

sus vecinos además de evitar que las llamas devoraran las propias. Con el tiempo, los incendios dejaron de ser eventos que destruían toda la ciudad y estaban mucho más confinados. Estos son algunos ejemplos de como una comunidad organizada, proactiva y vigilante puede contribuir a mejorar la calidad de vida de toda la comunidad.

Actualmente, la amenaza del cambio climático nos enfrenta a un nuevo desafío. Desde luego la primera respuesta es mitigar las emisiones de carbono, pero también se comienzan a tomar acciones relacionadas con la posible adaptación a estas nuevas condiciones². De hecho, la adaptación significa anticiparse a los efectos adversos del cambio climático y tomar las medidas adecuadas para prevenir o minimizar los daños que pueden causar, o aprovechar las oportunidades que puedan surgir. Ejemplos de medidas de adaptación incluyen cambios de infraestructura

a gran escala, como construir defensas para protegerse contra el aumento del nivel del mar o cambios de comportamiento, como que las personas reduzcan el desperdicio en el uso de la energía y alimentos. En esencia, la adaptación puede entenderse como el proceso de ajuste a los efectos actuales y futuros del cambio climático.

Pero aún sin llegar a situaciones tan trágicas o graves, como las que podría deparar el cambio climático, hay muchas situaciones graves que a diario nos enfrentan con desafíos a los que debemos responder de la manera más racional y adecuada, con el fin de evitar efectos sociales y económicos significativos. Por ejemplo los picos de consumo de electricidad durante las olas de calor (Figura 1).

Estos eventos de emergencia, valen para muchos servicios. Debido a que en la Argentina el sistema eléctrico es quizás uno de los más vulnerables, usaremos este caso como ejemplo característico, conscientes

En esta nota se proponen algunas medidas para prevenir las interrupciones de servicios energéticos. El uso racional y eficiente de la energía desempeña un rol central. Además de prevenir la interrupción de servicios, disminuye las emisiones de carbono. Al mismo tiempo se mejora la seguridad y la resiliencia energética de la sociedad.

de que puede generalizarse a otros servicios.

En numerosos lugares del mundo disponemos de mecanismos de alarmas que, al activarse, previenen o evitan situaciones más graves o de desastres. Por ejemplo, la activación de alarmas de incendio, las alertas meteorológicas, las alertas de terremotos, tsunamis, etc. Algunas de estas alertas, aunque no eviten el incidente en sí, hacen que sus consecuencias sean mucho menores que lo que serían sin la su activación.

Interrupciones del servicio eléctrico en marzo de 2023 en la Ciudad de Buenos Aires

A mediados de marzo de 2023, a consecuencia de una ola de calor muy intensa e inusual para Buenos Aires, en particular para un mes de marzo, casi al inicio del otoño, se produjo un pico de consumo eléctrico que provocó que en varios barrios

de la ciudad se cortara el suministro eléctrico, con los consecuentes perjuicios para muchos habitantes de la ciudad y que afectó a millones de personas por varios días⁴.

Durante esta interrupción del servicio, los medios televisivos entrevistaban a furiosos usuarios afectados por el corte de electricidad (Figura 2). A pocos metros de las zonas de corte, los entornos no afectados continuaban usando la electricidad, indiferentes a los eventos que acontecían a muy poca distancia. Se veían las luminarias de muchas vidrieras de negocios y luminarias de las calles, bares iluminados usando aire acondicionado como si nada ocurriera². Todo continuaba como si lo que ese hecho no tuviese ninguna vinculación con su accionar y hábito de consumo.

Como está planteado el sistema, los ciudadanos somos espectadores pasivos de un acontecimiento del cual somos partícipes. Algo parecido

a lo que ocurría en la antigua Roma con los incendios. Es más, los usuarios enfurecidos muchas veces agredían a los operarios de las distribuidoras que trataban de solucionar el problema, lo que agravaba aún más la situación. Gran parte de la discusión se centraba en individualizar a los responsables, que con su accionar o falta de este, causaron esta trágica situación.

Volviendo a la historia, la situación era análoga a lo que ocurría en París en tiempos de la revolución francesa con el aumento del precio del pan. Ya antes de este memorable evento, una mala cosecha de trigo, en gran medida por condiciones climáticas adversas, produjo una reducción de la producción de trigo. Esto llevó a un inusitado aumento del precio del pan, un alimento especial para la población de aquella época. Ya durante la revolución, su propia dinámica redujo aún más la producción y la distribución de hari-

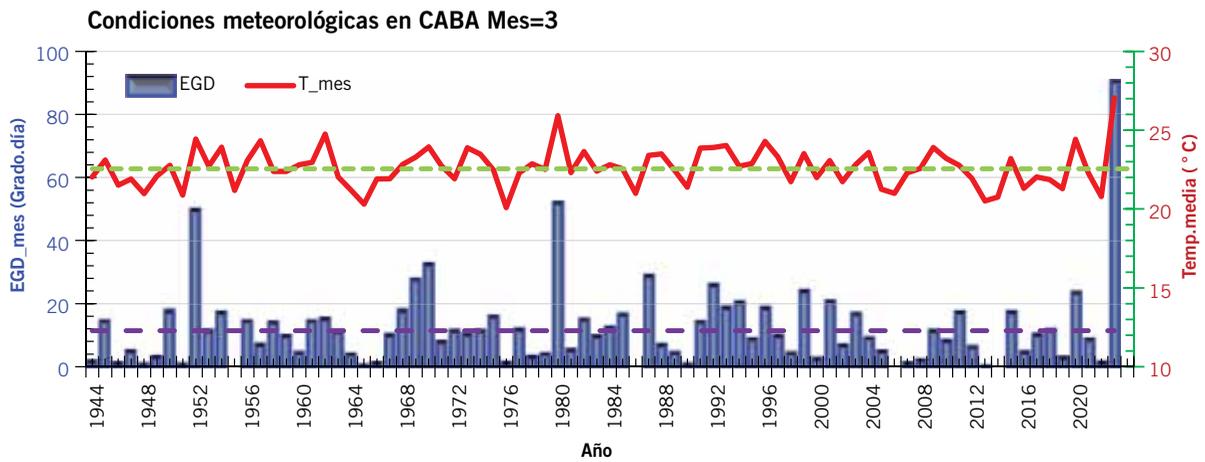


Figura 1. Temperaturas medias (curva rojo oscuro, referida al eje vertical derecho) y Exceso Grado Día (EGD)² (barras azules referidas el eje vertical izquierdo) del mes de marzo, desde 1944 a 2023. Nótese que la ocurrencia de olas de calor en marzo, no son infrecuentes en este mes, pero la registrada en 2023, es por lejos la mayor en todo este registro histórico. El EGD determina cuánto la temperatura ambiente excede de 25 °C, y su duración. Su magnitud condiciona la necesidad de uso de sistemas de aire acondicionado.

na, con lo que los precios continuaron en alza. El ímpetu revolucionario imperante, llevó a muchos panaderos a la guillotina^{3, 4}. Esto provocó el cierre de más panaderías. Así las cosas, el precio del pan no cesó de aumentar y el problema solo continuó agravándose.

Hechos que nos incitan a buscar soluciones más razonables y sostenibles para estos problemas frecuentes y difíciles de resolver, de manera que puedan ser abordados con los menores costos posibles.

Otros apagones en Buenos Aires

A principios de marzo de 2023, un incendio en un pastizal en las afueras de Buenos Aires² dejó sin electricidad a varios millones de personas. El fuego alcanzó las líneas de alta tensión en la zona de General Rodríguez, al noroeste de Buenos Aires y provocó la desconexión del sistema nacional y de varias centrales eléctricas. Además, el corte afectó a las provincias de Santa Fe, Córdoba, Mendoza, San Juan y algunas zonas del noroeste del país. Casi el 40% del país estuvo sin energía durante esa tarde: unos 20 millones de personas quedaron sin servicio.

Con el calentamiento global es de esperar que ocurran eventos climáticos extremos, como en marzo de 2023. Es posible que aumenten su probabilidad de ocurrencia, como así también eventuales incendios de pastizales. Algo que sucedía cada dos décadas, podría ocurrir con mucha más frecuentemente (Figura 1).

Asimismo, como consecuencia de la “transición energética” en cier-

nes, la matriz energética dependerá cada vez más de fuentes renovables, que tienen como característica intrínseca una gran intermitencia. La coordinación de pasaje de una fuente a otra, que debe ocurrir mucha más frecuencia, hace que la operación de las redes sea más compleja y, por lo tanto, más susceptible a posibles fallas.

Hacia un sistema energético más sostenible y resiliente

Un análisis atento de los sistemas energéticos de Argentina y de muchos países del mundo, muestra que la dependencia del consumo puede ser muy bien modelada con la temperatura, por lo que, los picos de consumo se pueden predecir con tiempos que se miden en días o decenas de horas. Por otra parte, la demanda de energía puede ser muy flexible, y es susceptible de administrarse adecuadamente^{5, 6}.

En una vivienda muchas veces tenemos consumos que no son esenciales y pueden reducirse considerablemente adoptando medidas de Uso Racional y Eficiente de la Energía (UREE). Por ejemplo, en el caso de la calefacción o refrigeración de una vivienda, uno de los mayores consumos en el sector residencial⁸, puede reducirse en un 30% si se baja la temperatura de calefacción o si se aumenta la temperatura de refrigeración un par de grados centígrados. Estos cambios casi no varían las condiciones de confort. Pero son cruciales para evitar un corte de suministro de energía en situaciones de emergencia⁶.

En días calurosos, si se reemplaza un equipo de aire acondicionado por un ventilador, el consumo se reduce en un factor 10 a 15. En un momento de criticidad en el suministro de electricidad, reducir la iluminación de las calles, vidrieras y negocios en un 50% no genera demasiados inconvenientes, pero sí importantes ahorros de energía. Los posibles inconvenientes son menores, sobre todo, si se lo compara con las consecuencias de un corte de suministro o deterioro de la infraestructura.

En definitiva, una sociedad más educada y consciente de cómo administrar sus consumos ante la advertencia (disparo de alarmas tempranas) de una situación del alto consumo o escasez de suministro por cualquier razón, los usuarios podrían reaccionar y reducir sus consumos implementando medidas de UREE. Muchas veces una reducción de un 10% del consumo podría evitar un corte de suministro. Además, haría que recuperarse de un evento así sea mucho más simple y rápido. Si exigimos demasiado la red hasta provocar quemaduras de cables o transformadores, no solo la recuperación es más compleja y costosa, sino que además es muchísimo más lenta.

Ante una alerta en el sistema de abastecimiento, declarada por un Organismo pertinente, formado por Entes Reguladores, Distribuidoras, Defensa Civil y la participación de los usuarios, incitaría a que la población en un determinado sector de la ciudad adopte medidas de racionalización del consumo. Estas medidas podrían ser acompañadas por acciones regulatorias que inciten

a la reducción del consumo en esos momentos. Por ejemplo, se podría aumentar el valor de las tarifas de esos insumos durante los períodos de emergencia. Algo así como ocurre con el costo de la electricidad a grandes usuarios, donde el costo del insumo varía en distintos momentos del día. De este modo, además de la adhesión solidaria y voluntaria a reducir los consumos, existiría un estímulo económico que alentaría el ahorro en estos momentos de emergencia del sistema. Asimismo, la conciencia social de actuar en beneficio propio y de todos, actuaría como presión sobre aquellos ciudadanos más renuentes.

En definitiva, se trata de generar un protocolo de alarmas tempranas, similar a lo que sucede con las alarmas meteorológicas, pero que inciten a los ciudadanos a reducir sus consumos en períodos críticos.

Estos mecanismos ponen un paraguas a eventos esperables y perjudiciales a través del anticipo de acciones que morigeran sus consecuencias.

Otras situaciones de emergencias

Ante otros eventos catastróficos, ya existen este tipo de alarmas, por ejemplo, terremotos, tsunamis, condiciones climáticas. En cuanto a los terremotos, existen varias organizaciones y sistemas que monitorean la actividad sísmica en todo el mundo (Figura 3), y proporcionan alertas tempranas de terremotos. Algunas de estas organizaciones incluyen:

- El Servicio Geológico de Estados Unidos (USGS): proporciona información sobre terremotos en todo el mundo, incluyendo su ubicación, magnitud y profundidad. También ofrece alertas tempranas de terremotos a través de su sistema de alerta temprana ShakeAlert¹⁰.
- El Centro Sismológico Euro-Mediterráneo (CSEM): proporciona información sobre terremotos en Europa y la región del Mediterráneo. También ofrece alertas tempranas de terremotos a través de su aplicación para teléfonos móviles¹¹, entre otros.

Los sistemas de alerta temprana pueden proporcionar información valiosa sobre la actividad sísmica y

ayudar a las personas a tomar medidas para protegerse a sí mismas y a sus comunidades en caso de un terremoto.

Consumo eléctrico

El consumo eléctrico puede tener un comportamiento que, bajo determinadas circunstancias o condiciones de borde, como climáticas, operativas o hasta hechos imprevisibles, alcanzan a comprometer los sistemas de distribución. Por lo tanto, emulando a las alertas tempranas descriptas se puede evitar males mayores tomando acciones simples y de muy bajo costo. Hoy existen muchos medios de comunicación económicos y eficaces, capaces de llevar las advertencias a los ciudadanos involucrados, por caso, la radio, la TV, Internet, mensajes por smartphones, etc. En consecuencia, la zona o el área que se encuentra en riesgo por aumento del consumo puede ser advertida e informada adecuadamente, para que esos usuarios disminuyan el consumo, evitándose así el colapso del sistema eléctrico y, aquellos que no cumplan con la consigna correspondería que sean sancionados, o tener un recargo en el costo de sus servicios. Además, ya muchos barrios y ciudades cuentan con sistemas inteligentes de medición, que hacen posible realizar estos seguimientos en forma simple.

Es importante educar e informar, el hecho de que la población sea indiferente al problema y ajena

a lo que ocurre a su alrededor solo agrava o empeora la situación. Si la temperatura aumenta, se debería activar una alerta temprana, quizás con diferentes niveles de gravedad (amarilla, naranja o roja) para que la gente reduzca su consumo, usando medidas de UREE, por ejemplo, quitar o dejar de usar algunos electrodomésticos, el ajuste de los termostatos de los aires acondicionados, o bien efectuar un incremento del precio del kWh, lo que empujaría al ahorro energético obligatorio, algo que no sucede actualmente.

En el contexto actual, los ciudadanos somos espectadores pasivos de un acontecimiento en el cual estamos involucrados y somos los principales afectados. Por lo que contar con algún mecanismo de alerta, sin dudas, resultará de mucha utilidad.

En cierto sentido, esto es análogo a disponer de alarma contra incendio en un edificio. Seguramente este dispositivo no evitará o apagará el incendio, pero puede evitar problemas mayores. Más aún, facilitaría el accionar de los bomberos cuando lleguen. En cuanto al servicio eléctrico, para el momento en que se activa una alarma (aviso), la reducción del consumo sirve para evitar el corte de servicio y si las condiciones cambian, la decisión se revierte.

Sin dudas, restituir un servicio cortado es mucho más caro, no solo por el impacto que causa en el propio sistema eléctrico, sino también por lo que ocasiona a los usuarios finales tanto para las situaciones



Figura 2. Una protestas por los cortes de electricidad en Buenos Aires (Nicolas Stulberg)⁵.

individuales (por ejemplo, personas electrodependientes, adultos mayores) como la de sus bienes. Debemos pensar a los consumidores del servicio desde otra perspectiva, es decir, considerar a los usuarios como *copartícipes necesarios o stakeholders* de los servicios públicos.

Desarrollo

Llevar adelante un proyecto así, requiere de la implementación de un comité de crisis que emita las alarmas correspondientes. Para alcanzar este objetivo se necesita una serie de elementos concurrentes que permitan el desarrollo de un procedimiento operativo, que también debe definir el nuevo rol de los usuarios ante los servicios públicos. Es necesario modificar el enfoque actual, “provéanme del servicio, yo no participo y tampoco quiero pagar demasiado”, esta indiferencia lleva a una situación de inviabilidad del sostenimiento de casi cualquier servicio. Aquí una acción coordinada de educación es fundamental. Debemos pasar a un esquema en el que todos somos partícipes necesarios para lograr los beneficios que cada uno espera y merece.

Para lograr mejoras en estas prestaciones se requiere de una población educada y comprometida con los servicios que recibe y paga por ellos. Debe conocer sus ventajas y sus limitaciones.

Como se indicó, es fundamental en este cometido educar e informar a los usuarios para que administren mejor sus consumos. La conocida expresión popular: “me llegó una

factura enorme de gas o electricidad” revela una preocupación y un problema importante en la sociedad. Parecería que el valor de la factura fuese un suceso fuera de control, que está más allá del alcance de las acciones y decisiones de las familias. Casi, un evento “natural”, como una lluvia o un temporal. Es decir, lo que sugiere es la aparente poca posibilidad con que cuentan los ciudadanos para gestionar sus consumos energéticos. Así, es frecuente que el debate por el costo de las facturas de energía se centre en la posibilidad de otorgar subsidios y *no en la gestión sostenible de los recursos*.

Si bien los subsidios pueden ser una herramienta adecuada, en muchos casos trasladan el costo de un sector a otro. Muchas veces conducen a un uso poco racional de los recursos y un aumento de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI)². En este sentido, la posibilidad de *gestionar* los consumos de energía a través del uso más racional y eficiente conlleva prometedoras opciones para que la población en general y las vulnerables en particular reduzcan sus gastos en los servicios energéticos. Pero, en este caso que estamos discutiendo, la posibilidad de que los usuarios puedan administrar sus consumos es fundamental para superar una situación de emergencia.

Definitivamente, en este ensayo se propone:

- La formación de un comité de emergencia para la prestación de servicios esenciales, que en una primera etapa comience con los servicios energéticos: gas y electricidad. Los actores que no deben estar ausentes son los go-

biernos nacional, provinciales, distribuidores; entes reguladores, usuarios, entre otros. Entre las tareas importantes de este comité de emergencia estaría la de emitir *alertas tempranas* en situaciones de altos consumos o situaciones de vulnerabilidad del abastecimiento.

- Definir un *código de acciones regulatorias especiales* para las situaciones de riesgo concretas.
- *Detallar acciones* que los usuarios de las zonas afectadas deberían tomar.
- Generar programas educativos por los medios y entidades educativas, que ayuden a los ciudadanos a poder *administrar los consumos energéticos*.
- *Educar a la población* sobre las acciones que deben adoptar en situaciones de emergencia.
- *Direccionar anuncios específicos* a un determinado grupo de usuarios, los más vulnerables en cada situación de emergencia, a través de mensajes por teléfonos y una breve síntesis de acciones importantes para adoptar.

Un complemento importante que se debería implementar paulatinamente en el país es la instalación de *medidores domiciliarios inteligentes*, que registren los consumos y adviertan a los usuarios de los desvíos respecto de los consumos esperados.

Reflexiones finales

En este trabajo se propone implementar un *procedimiento de alerta temprana* para el control del consumo de electricidad y otros insumos energéticos o servicios esenciales en la Argentina. Un sistema de este tipo anticiparía posibles interrupciones en la distribución de estos insumos causadas por diversos factores, como condiciones climáticas extremas u otros eventos imprevistos.

El objetivo de las alternativas señaladas es mitigar el riesgo de colapso del sistema y evitar la necesidad de costosas inversiones en infraestructura.

Se argumenta también que la población debe estar más involucrada en los esfuerzos de conservación de energía y que un sistema de alertas tempranas podría ser un instrumento efectivo para impulsar un comportamiento hacia el ahorro de

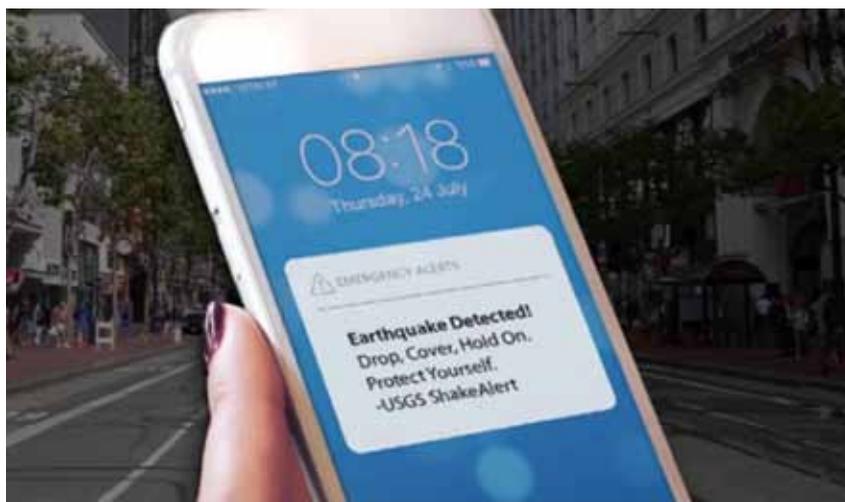


Figura 3. Un sistema para alarma temprana de terremotos de ShakeAlert (USGS).

energía. Asimismo, se sugiere que se debe definir un nuevo papel para los usuarios, que se convertirían en participantes activos, un *stakeholder*, en la provisión segura de servicios esenciales.

Por último, pero no menos importante, es el tema candente de la seguridad energética. Después de la invasión rusa a Ucrania, se puso en evidencia el gran daño que un ataque a la infraestructura energética puede causar a un país o comunidad. Esto quedó claramente demostrado, pero lo hizo evidente también para posibles acciones de cualquier grupo terrorista o delictivo. Por lo tanto, disponer de formas de respuesta rápida y eficaz ante la falta de o escasez de energía o cualquier servicio esencial, es un mecanismo preventivo, fundamental para la *seguridad y resiliencia* de cualquier sociedad.

La implementación de un sistema de alertas requeriría la participación de varias partes interesadas, como gobierno nacional, provinciales, municipales, entes reguladores, distribuidoras, Defensa Civil, usuarios, entre los más importantes.

Con el desarrollo de sistemas de *big data*, *inteligencia artificial*, etc., se pueden considerar modelos aptos para inferir el comportamiento de los sistemas de prestación de servicios cada vez más confiables. Quizás el desarrollo de estos sistemas podría ser financiado por los beneficios económicos que produciría la reducción de las reparaciones en las redes eléctricas y el evitar hacer frente a las condiciones perjudiciales para los usuarios finales.

Resumiendo, para controlar un aumento del consumo eléctrico en una red de distribución es importante tomar medidas con el fin de optimizar el uso de la energía eléctrica y reducir la demanda en momentos de alta carga. Entonces, algunas estrategias que se pueden implementar incluyen:

1. *Promover el conocimiento de eficiencia energética*: ayudar a la población en general a administrar adecuadamente sus consumos.
2. *Promover prácticas eficientes*: fomentar el uso de equipamiento eléctrico eficiente en el ámbito hogareño, industrial y comercial, como también el apagado de dispositivos que no estén en uso.
3. *Implementar medidas de gestión de la demanda*: incentivar a los con-

sumidores a reducir su consumo durante horas de alta demanda, mediante la implementación de tarifas dinámicas que reflejen el costo real de la energía en diferentes momentos del día, debido a la magnitud de su demanda.

4. *Mejorar la gestión de la red*: mediante la implementación de tecnologías avanzadas de medición y monitoreo, se puede obtener una mejor comprensión de como fluye la energía a través de la red de distribución, lo que permite identificar cuellos de botella y tomar medidas para optimizar la distribución.

5. *Aumentar la generación distribuida*: fomentar la producción de energía eléctrica en el nivel local, a través de paneles solares o turbinas eólicas, puede ayudar a reducir la carga en la red de distribución.

6. *Realizar inversiones en infraestructura*: construir nuevas líneas de transmisión o subestaciones puede ayudar a aliviar la carga en la red existente, especialmente en áreas donde se espera un crecimiento significativo de la demanda eléctrica en el futuro.

En esta propuesta, el Uso Racional y Eficiente de la Energía (UREE) desempeña un rol central. La habilidad de resolver estas situaciones de desastres es al mismo tiempo un mecanismo útil para que los usuarios puedan administrar mejor sus consumos energéticos, sepan cómo reducirlos, además de bajar el impacto de sus facturas en los presupuestos familiares, de un modo sustentable. Se trata de usar al UREE como una herramienta de prevención de interrupción de los servicios, mitigación de las emisiones de carbono y de la pobreza.

En general, para controlar un aumento del consumo eléctrico en una red de distribución es importante adoptar un enfoque integral que involucre tanto la implementación de tecnologías avanzadas como la promoción de prácticas de consumo racional y eficiente de la energía por parte de los usuarios, y transformar a los principales beneficiarios de los servicios energéticos: ciudadanos, distribuidores, generadores, entes reguladores, entre otros, en verdaderos beneficiarios, cuidadores y responsables (*stakeholders*) de los servicios energéticos.

Agradecemos los útiles comentarios y las sugerencias de la Dra. M. Schwint.

Referencias

- 1 Wikipedia. (2023). *Great Fire of Rome*. https://en.wikipedia.org/wiki/Great_Fire_of_Rome
- 2 Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible de Argentina. (2023). Plan Nacional de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático al 2030. <https://www.argentina.gob.ar/ambiente/cambio-climatico/plan-nacional>
- 3 Prieto R. y. Gil S. (2014). Regulación del termostato: un modo simple y racional de ahorrar energía en calefacción y refrigeración. vol. LV, n° Dic., pp. 102-104.
- 4 Clarín (13 de marzo de 2023). *Ola de calor y récord de demanda eléctrica: siguen los cortes de luz y hay vecinos afectados todos los días*.
- 5 Serrichio S. (25 marzo 2023). El costo acumulado de los subsidios a la energía ya superó el del Plan Marshall. *Infobae*. <https://www.infobae.com/economia/2023/03/25/el-costo-acumulado-de-los-subsidios-a-la-energia-ya-supero-el-del-plan-marshall-y-de-la-fallida-intervencion-de-eeuu-en-afghanistan/>
- 6 World History Foundation. (2023). Guerra de las Harinas. <https://www.worldhistory.org/trans/es/1-20621/guerra-de-las-harinas/>
- 7 Guerra de las harinas. (2013). https://es.wikipedia.org/wiki/Guerra_de_las_harinas
- 8 Clarín (3 de marzo de 2023). Corte de luz masivo en Argentina: las fotos del gigantesco apagón que puso a medio país en situación de emergencia.
- 9 Zavalía Lagos, R.; Jacinto G.; Carrizo S. y Gil S. (2020), Eficiencia energética, una herramienta para mitigar la pobreza y las emisiones, *Petrotecnia*, LX(4), pp. 95-98.
- 10 Jacinto G., Carrizo S. y Gil S. (2018). Pobreza energética en Argentina. Ideas para servicios sostenibles en el Norte de Argentina, *Petrotecnia*, vol. LVII, n° Junio, 3/18, pp. 26-30.
- 11 United States Geological Survey (USGS). (2023). ShakeAlert: An Earthquake Early Warning System for the West Coast of the United States. <https://www.shakealert.org/>
- 12 Wikipedia (2023). Centro Sismológico Euromediterráneo. https://es.wikipedia.org/wiki/Centro_Sismol%C3%B3gico_Euromediterr%C3%A1neo



Realidad aumentada en la operaciones

Por **Francisco Lanzani y Luciano De Marzo** (YPF S.A.)

Se desarrolló una aplicación de realidad aumentada para obtener datos en tiempo real de equipos y pozos. Además permite visualizar variables, tendencias y registros, con el fin de facilitar la toma de decisiones en el campo.

Este trabajo fue seleccionado en el marco de las 1° Jornadas de Revolución Digital para el Petróleo & Gas realizado por el IAPG en septiembre de 2022.

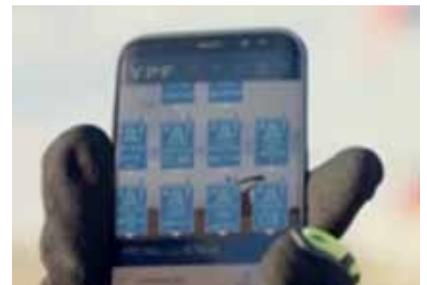
Planteo del problema

A continuación, se detallan los problemas que se presentaron al momento de iniciar la búsqueda de una herramienta de realidad aumentada:

- Falta de acceso rápido a los datos en cualquier lugar, por ejemplo, en los pozos en producción.
- Pérdida de tiempo para obtener los datos de las señales de los pozos productores en campo, ya que hay que abrir la reja, acceder al controlador y conectar la notebook con el equipo de bombeo funcionando.
- Falta de conocimiento del personal de la ubicación de la locación para encontrar los pozos.
- Falta de acceso del personal de campo a la visualización de las variables, ya que dependen siempre de estar en comunicación con la sala de monitoreo para que se les informe el estado de las señales.
- En equipos de torre, el Company Representative solo tiene visuali-

zación dentro del trailer, o en la cabina del maquinista. Al salir a la locación, pierde visibilidad de las maniobras.

- En locaciones múltiples se dificulta mucho identificar el pozo que se requiere asistir.



Desarrollo técnico del trabajo

El objetivo de este trabajo fue crear una aplicación de realidad aumentada en los dispositivos electrónicos provistos por YPF, como celulares y tablets, que permita obtener los diferentes datos en tiempo real

de un equipo, un pozo o cualquier locación de YPF.

Esta aplicación permite que el operario apunte el dispositivo electrónico, por ejemplo, a un bombeo mecánico AIB, y obtiene la identificación del pozo y las variables que transmite en tiempo real, como así también una tendencia de algunos minutos previos para tomar decisiones en el lugar sobre su estado. Además, brinda al recorridor un registro del momento en el que asistió a la locación.

El funcionamiento del sistema consiste en consultar activamente una tabla disponible en webservices provistos por YPF, de la cual se obtienen las coordenadas y el tipo de información requerida de los equipos. Este procedimiento se utiliza para comparar las coordenadas GPS de los usuarios/equipos móviles con la de los pozos y/o locaciones de YPF. Es decir, al apuntar un equipo, un pozo y/o alguna locación de YPF y coincidir las coordenadas del GPS del **dispositivo móvil** con la del equipo, pozo y/o locación de YPF (dentro de un radio aproximado de 100 m), la APP deberá mostrarnos en pantalla las variables en tiempo real relacionadas sobre la posición GPS. Al mover el dispositivo móvil y perder la referencia, las variables permanecen en las coordenadas correspondientes.

Resultados obtenidos

Operativos

- Permite llegar a una locación y ver todo el pozo en detalle sin la necesidad de bajarse del vehículo.
- Al poner el nombre del pozo en la aplicación, se obtiene la dirección donde se encuentra, lo que facilita la búsqueda de caminos más directos para llegar a la locación.
- En una locación donde se realiza el proceso de estimulación hidráulica, el ingeniero de campo con los lentes de realidad aumentada



tada puede monitorear en tiempo real lo que se ve en el van de fractura, lo cual permite salir a la locación a recorrer líneas, piletas, verificar fluido de fractura, la calidad del agente de sostén, sin estar limitado a permanecer en el interior del van de fractura.

- En equipos de torre, el Company Representative puede recorrer la locación, asistir en sitio las pruebas hidráulicas y visualizar en tiempo real los valores y los registros digitales de las pruebas, sin solicitar por radio que sean transmitidos desde la cabina del maquinista.

Seguridad

- En equipos de bombeo mecánico AIB en funcionamiento, esta aplicación permite tomar los registros sin ingresar al cerco perimetral, lo cual expone al operador a lesiones por golpes, atrapamiento, malas condiciones climáticas y otros riesgos.

Tecnológicos

- El uso de esta tecnología facilita una correcta identificación de activos y registros confiables a disposición del personal en campo.
- La herramienta es un complemento valioso para los operadores de campo, sin embargo, no sustituye la asistencia, sino que agrega valor a la función del recorridor dado que puede verifi-

car todos los pozos de una locación en menos tiempo.

Generales

Se pueden optimizar tiempos, realizando más verificaciones de equipos, pozos y/o locaciones.

Se puso en práctica el manejo del cambio dando lugar a que esta nueva herramienta fuera bien aceptada, no solo por el personal de YPF, sino también por los contratistas que recorren los yacimientos.

Conclusiones

Utilizar realidad aumentada permite optimizar tiempos, ya que se obtienen ubicaciones y registros de manera rápida y segura. También, reduce riesgos, porque el extraer los datos a distancia evita la exposición de los operarios a áreas de proyección y contacto a espacios confinados y aislamiento de energías, entre otros. A su vez, brinda información inmediata en tiempo real al personal que realiza las operaciones en el campo. Además, al ser una aplicación de fácil acceso, no es necesario una capacitación avanzada para comprender su funcionamiento.

Finalmente, se concluye que la realidad aumentada es una tecnología aplicable en diferentes operaciones, como en el tendido de cañerías, ingeniería de obras civiles y visualización de planos en plantas para seguimientos de cañerías, entre otras.





Congresos y jornadas

Vuelve la Argentina Oil&Gas Expo 2023

Volvemos a la normalidad y, tras un 2022 ajetreado, en el que realizamos dos grandes Expos, retomamos la frecuencia cada dos años, con la Argentina Oil & Gas Expo, que convoca a los más destacados especialistas en el diseño de estrategias para seguir desarrollando una de las industrias que mueve el mayor volumen de negocios del mundo. La próxima edición, que será en septiembre de 2022 en el predio ferial de La Rural (Ciudad de Buenos Aires), busca promover y potenciar un espacio de intercambio comercial que involucre el conjunto de los empresarios representantes de la cadena de valor del petróleo y gas e industrias relacionadas con el compromiso de siempre: respetar el 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. Tiene gran reconocimiento internacional y se encuentra consolidada en el mercado del petróleo, gas e industrias relacionadas.

Para su 14° edición se proyecta la participación de más de 300 empresas en una superficie de unos 35.000 m² y, si repetimos convocatoria, no menos de 30.000 visitantes.

En paralelo se llevará a cabo el 5° Congreso Latino-



americano y Nacional de Seguridad, Salud Ocupacional y Ambiente, organizado por la Comisión de Seguridad, Salud y Ambiente (ver más adelante). Nuevamente se organizarán rondas de negocios con el fin de vincular empresas argentinas con firmas extranjeras, y un completo programa de actividades académicas que incluye conferencias técnicas, lanzamiento y demostraciones de productos, charlas de sustentabilidad y diversidad, y talleres, entre otras opciones.

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: www.aogexpo.com.ar



Los próximos meses, además de las numerosas convocatorias *online* realizadas por las comisiones del IAPG, se suma un esperable retorno a una mayor y progresiva presencialidad. Ofreceremos eventos en ambas modalidades y con idéntica vocación de generar los más completos y calificados seminarios, *workshops*, jornadas y congresos.

Como siempre se profundizará en temas cruciales para la industria: 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 salud ocupacional: factores psicosociales, prevención de adicciones, enfermedades profesionales, manejo del estrés; sustentabilidad, licencia social y vinculación con los objetivos de desarrollo sostenible. Como la AOG 2023, este Congreso tendrá lugar en predio de La Rural, en Av. Sarmiento 2704, Buenos Aires, Argentina.

8º Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas



En medio una coyuntura energética trascendente, nuestro país enfrenta nuevos desafíos. El área de la producción es crucial para la industria, por ello surge la necesidad de analizarla en el eje del convencional, el no convencional, el *offshore* y el transporte.

Para profundizar en estos temas se desarrollará, en noviembre de 2023, el 8º Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas, en la ciudad de Mar del Plata (provincia de Buenos Aires).

El temario incluye ingeniería de producción y operaciones, *offshore*, captura de carbono, 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.

Se sumará un nuevo Premio de Jóvenes Profesionales, espacio para Transiciones Energéticas; Diversidad e Inclusión.

5º Congreso Latinoamericano y Nacional de Seguridad, Salud Ocupacional y Ambiente

En septiembre de 2023, el IAPG realizará, en el marco de la AOG 2023, el 5º Congreso Latinoamericano y Nacional de Seguridad, Salud Ocupacional y Ambiente, organizado por la Comisión de Seguridad, Salud y Ambiente.

Un ámbito para intercambiar 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 la modalidad de 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.



5º Congreso Latinoamericano y 7º Nacional de **Seguridad, Salud Ocupacional y Ambiente en la Industria del Petróleo y del Gas** IAPG

NOVEDADES DE LA INDUSTRIA

Jornada sobre el Rol del Hidrógeno en la Descarbonización de la Industria Química y Petroquímica en Argentina

La Cámara Argentina de la Industria Química y Petroquímica (CIQyP®), en el marco del Programa de Cuidado Responsable del Medio Ambiente® (PCRMA®), llevó adelante una Jornada sobre el “Rol del Hidrógeno en la Descarbonización de la Industria Química y Petroquímica en Argentina”.

El encuentro, que se llevó a cabo en modalidad híbrida, contó con un panel a cargo de referentes de un *think tank*, Fabián Barrera, Project Manager PtX Latin America Agora Energiewende; Verónica Chorkulak y Sebastián Murua, de GIZ (agencia alemana especializada en la cooperación técnica para el desarrollo sostenible en todo el mundo); y el Ing. Sergio Nabaes, gerente de Estrategia y Desarrollo Sostenible de Profertil, empresa que produce y comercializa fertilizantes de forma sustentable.

Los objetivos de este encuentro fueron aumentar el conocimiento técnico en materia de hidrógeno verde y aplicaciones Power-to-x (PtX), término que define las tecnologías de conversión de electricidad de origen renovable en hidrógeno, y a partir de ahí producir combustibles sintéticos y productos químicos, entre otros. Asimismo, visibilizar la relevancia del hidrógeno verde y de sus potenciales aplicaciones para la industria; crear un entendimiento de tema en el contexto económico global y local; comprender los beneficios, oportunidades y desafíos para el desarrollo de mercados sustentables de hidrógeno verde y PtX en el país; y contribuir con insumos para el desarrollo de la hoja de ruta de la industria química y el cambio climático en la Argentina.

En la apertura el Ing. Jorge de Zavaleta, director ejecutivo de la CIQyP®, expuso sobre los desafíos de la industria química y petroquímica que tiene hacia adelante. “La industria química y petroquímica” resulta fundamental para alcanzar una economía circular y des-



carbonizada y, por tanto, más sostenible. En un mundo con recursos limitados y una población que crece exponencialmente, solo será posible con la contribución de las tecnologías disruptivas que ya está desarrollando nuestra industria.

Durante su exposición, Fabian Barrera, de Agora Energiewende, aseguró: “el hidrógeno verde es crucial para la descarbonización de la industria y, la contribución que el país puede dar al mundo en la exportación de productos sustentables permitirá avanzar en la mitigación global del efecto invernadero. A su vez, el fuerte potencial argentino en desarrollar estas tecnologías es una gran oportunidad para acelerar el proceso de descarbonización del país, manteniendo su competitividad industrial a nivel internacional, y asimismo, contribuir a la transición energética global al producir hidrógeno verde y productos PtX que pueden ser aprovechados por otros países con necesidades energéticas más intensivas”.

En su momento los representantes de GIZ, Verónica Chorkulak y Sebastián Murua, se refirieron al Proyecto Global “PtX Pathways”, que aborda diversos aspectos del desarrollo de un mercado sostenible para la producción, el uso y la exportación de hidrógeno verde y sus derivados, considerando posibles escenarios para la Argentina.

Además, destacaron la necesidad de las aplicaciones Power-to-x (PtX) por ser un vector energético complementario para limitar el calentamiento global < 2 °C; energético absolutamente necesario para lograr la “neutralidad climática” de aquí al 2050, en especial para la electrificación indirecta de sectores difíciles de descarbonizar; permiten la conversión de energía renovable en materiales y vectores energéticos (hidrógeno, productos químicos de plataforma, combustibles sintéticos, etc.).

La Argentina presenta excelentes condiciones naturales para el desarrollo de proyectos de hidrógeno a gran escala para suplir el mercado doméstico y exportar, tanto el H₂ verde (producido a partir de la electrólisis con energías renovables), como así también otros vectores energéticos (caso amoníaco) por sus excelentes recursos eólicos. El hidrógeno neutro en carbono es el tercer



componente más importante para lograr la neutralidad de carbono de aquí al 2050.

A continuación, Fabián Barrera, de Agora Energiewende, expuso sobre la “Argentina como centro de producción de amoníaco verde”, en referencia a un informe desarrollado por Agora Energiewende, Agora Industry y Fundación Torcuato Di Tella. De este se puede destacar que la Argentina es el tercer mayor exportador de productos agrícolas del mundo —exportaciones (soja, sorgo, maíz y trigo) generan ingresos por 10.300 millones de dólares (datos FAO, 2022)—. En 2020, la Argentina utilizó 5.2 millones de toneladas de fertilizantes y el 56% de los fertilizantes empleados son productos nitrogenados, usados en cultivos de maíz y trigo.

Si bien el amoníaco verde continúa siendo más costoso que su equivalente convencional, está emergiendo un mercado debido a las políticas de descarbonización en Europa y Japón. Asimismo, la Argentina posee condiciones únicas favorables para producir hidrógeno renovable a bajo costo, y podría producir amoníaco verde a un costo menor que otros países. Esto significa que la Argentina podría utilizar la demanda creciente de amoníaco verde para financiar el desarrollo de su economía de hidrógeno renovable.

Estas circunstancias generarían una serie de beneficios. A corto plazo, la expansión de las inversiones en energías renovables podría derivar en una reducción generalizada de los costos de electricidad, al mismo tiempo que mejoraría la seguridad energética. Además, el aumento de las exportaciones de amoníaco y productos agrícolas generaría mayores ingresos. A largo plazo, se prevé que el costo del hidrógeno renovable y del amoníaco verde será inferior al de sus equivalentes convencionales. Esta situación otorgaría a la Argentina más oportunidades para aumentar la competitividad de sus sectores agrícola e industrial. La comunidad internacional podría beneficiarse al apoyar los esfuerzos de nuestro país para mejorar la producción de amoníaco verde y fertilizantes.

Por su parte, el Ing. Sergio Nabaes, de Profertil se exhibió sobre como la empresa aborda el tema del amoníaco verde y los fertilizantes. En este sentido aseguró que durante el último congreso mundial petroquímico se evidencia una tendencia al crecimiento en la producción de amoníaco en los próximos 10 o 12 años de un poco más del 60%, y este aumento estará fundamentalmente dado por el amoníaco azul y verde a partir del 2025.

Destacó que Profertil es la empresa que tiene el único puerto de exportación de amoníaco de Argentina, con un tanque de almacenamiento de 20.000 toneladas, con niveles de exportación internacional de 15.000 toneladas. Además, habló sobre un proyecto, con un estudio de factibilidad junto a YPF, YPF Luz y la compañía Topsoe,

para desarrollar la primera planta de amoníaco verde para exportación. Sería básicamente una planta híbrida en la cual, mediante un electrolizador de Topsoe —con energía eólica que brindaría YPF Luz— y con la planta actual de Profertil, se aumentaría la producción, con el fin de tener un porcentaje de amoníaco verde para exportar.

Por último, se realizó un intercambio de opiniones, moderado por Verónica Chorkulak de GIZ, sobre la “Hoja de Ruta de la Industria Química” y su impacto previsto entre los años 2030 y 2050, las cuales coincidieron en que el hidrógeno de origen renovable (H₂ Verde) desempeña un papel decisivo en la descarbonización de sectores intensivos en energía y emisiones dentro del sector. Para finalizar, se destacó que en el territorio argentino existen las condiciones necesarias para posicionar al país como una referencia global: grandes extensiones con vientos, radiación solar, aguas abundantes y una matriz energética capaz de avanzar en la transición hacia las energías renovables.

La solución de defensa perimetral mejorada de Emerson simplifica la seguridad de la red para los sistemas de control distribuido

NextGen Smart Firewall ofrece un mayor ancho de banda, una interfaz fácil de usar actualizada y funciones más granulares que proporcionan una seguridad perimetral robusta y fácil de configurar.

Emerson, un líder mundial en software e ingeniería, está mejorando la seguridad del perímetro para el sistema de control distribuido DeltaV™ (DCS) con su nuevo NextGen Smart Firewall, un firewall para sistemas de control especialmente diseñado que proporciona seguridad perimetral fácil de instalar y mantener para todas las industrias. La estructura más robusta, el mayor ancho



de banda y el acceso basado en funciones brindan a los usuarios un mayor rendimiento y un control de acceso más granular.

Los fabricantes necesitan proteger sus redes sin la complejidad que, de lo contrario, agregaría una sobrecarga administrativa a los equipos de operaciones que ya están ocupados. El NextGen Smart Firewall de Emerson tiene una interfaz de usuario basada en la web HTML5 fácil de usar, menús de configuración fáciles de entender y reglas de la aplicación DeltaV predefinidas. La facilidad de uso ayuda a los administradores e ingenieros de control de DeltaV sin experiencia en seguridad ni tecnología de la información (TI) a crear conexiones seguras para las aplicaciones DeltaV.

“Un elemento fundamental de la visión de Emerson de una arquitectura de automatización sin límites es la conectividad segura entre los sistemas de la planta y de toda la empresa”, dijo Claudio Fayad, vicepresidente de tecnología para la empresa de soluciones y sistemas de procesos de Emerson. “El NextGen Smart Firewall de Emerson ofrece una configuración e interfaces intuitivas para proporcionar a las plantas acceso a una gama mucho más amplia de tecnologías, desde control y confiabilidad, hasta sostenibilidad y más, sin tener que mantener una presencia de TI especializada”.

Las conexiones de Gigabit admiten un mayor rendimiento para aplicaciones que requieren un mayor ancho de banda. La estructura robusta es adecuada para entornos de fabricación hostiles. Las características avanzadas del NextGen Smart Firewall de Emerson incluyen:

- Redes privadas virtuales: mayor flexibilidad y seguridad para redes geográficamente dispersas.
- Traducción de direcciones de red: protección de esquemas IP de red y conservación de direcciones.
- Funciones de usuario más granulares: los administradores tienen control total, los ingenieros pueden agregar o modificar reglas de aplicaciones, y los auditores tienen acceso de solo lectura a los registros.

Naturgy lanzó la edición 2023 de Energía del Sabor

Naturgy lanzó la octava edición de Energía del Sabor, su programa de inclusión social a través de la gastronomía. En estos cursos anuales trabajaremos nuevamente con la Fundación Peregrina en el comedor “Unidos por la Sociedad”, del barrio La Cava, San Isidro; con la Asociación Civil Siloé en el Centro Comunitario “Acá Sí”, del barrio Cascallares, Moreno; y con el Sindicato de Trabajadores de Turismo, Gastronómicos y Hoteleros (UTHGRA Seccional Oeste).

El eje del programa, como siempre, es la capacitación en el oficio gastronómico con salida laboral, con énfasis en la formación de microemprendedores en el rubro. A lo largo del año, los participantes del programa realizarán visitas a hoteles, establecimientos gastronómicos y actividades especiales con distintas personalidades del mundo de la gastronomía y la nutrición.

“Nos pone muy contentos estar lanzando hoy, por oc-



tavo año consecutivo, este programa de inclusión social, que permite que jóvenes de barrios vulnerables puedan integrarse al mundo laboral y, simultáneamente, contribuir en la capacitación de colectivos vulnerables, como jóvenes con síndrome de Down, mujeres que sufren violencia de género o con comedores comunitarios y los voluntarios que allí trabajan. Gracias a la experiencia recogida de años anteriores, vimos cómo el programa animó a los alumnos a desarrollar sus propias iniciativas, por eso desde 2022 decidimos agregarle el eje emprendedurismo, a fin de que los jóvenes puedan adquirir conocimientos que les permitan el día de mañana emprender un negocio propio. Destaco la gran tarea que llevan a cabo las instituciones, tanto Fundación Peregrina como la Asociación Civil Siloé y UTHGRA Seccional Oeste, afirmó Bettina Llapur, directora de comunicación de Naturgy.

Desde 2016, más de 500 jóvenes bonaerenses se han instruido en el oficio gastronómico gracias a nuestro programa Energía del Sabor, que tiene como objetivos facilitar el desarrollo profesional de jóvenes con dificultades de acceso al mercado laboral, al brindar una capacitación en el oficio gastronómico que les facilite una inserción laboral o la creación de un microemprendimiento.



Galileo Technologies continúa trabajando de forma integral con la captura del flaring de shale gas en Vaca Muerta

La compañía cumple dos años de su proyecto Narambuena, donde realiza la captura de gas de venteo, licuefacción, regasificación y transporte del recurso en la provincia del Neuquén, en Argentina.

Galileo Technologies continúa transformando la problemática del flaring en una oportunidad rentable. Actualmente en la Argentina, con un funcionamiento ininterrumpido, cumple dos años el proyecto y desarrollo



integral de captura de gas de venteo en el área de Narambuena para una importante empresa del sector petrolero en la zona de Vaca Muerta, provincia de Neuquén.

Este proceso, llevado a cabo íntegramente por Galileo, está conformado por dos unidades Cryobox que licúan el gas directamente en el pozo, donde cada una produce alrededor de 14 ton de GNL diarias, con un aproximado de 10.200 ton/año.

“El proyecto Narambuena es un excelente ejemplo de cómo, a pesar de que el pozo de petróleo está ubicado en una zona remota, se puede evitar la quema de gas y generar ingresos económicos en línea con el cuidado del medioambiente”, afirmó Juan Ojanguren, vicepresidente de Galileo Energía S.A.

El Proyecto Narambuena también tiene en funcionamiento una Planta de Acondicionamiento de Gas (ZPTS) para la eliminación de CO₂ y humedad, de diseño especializado y robusto, con capacidad para procesar gran caudal de gas. Para completar el proceso, a partir de un gasoducto virtual, el GNL producido es transportado por ruta y es entregado al cliente en una EPF (Early Production Facility). Allí, gracias a las plantas regasificadoras de Galileo, puede ser utilizado para su consumo en la locación y/o se reinyectado en el gasoducto.

Hay que resaltar que la problemática del flaring tiene un gran impacto ambiental, que además contribuye al calentamiento global, donde cada metro cúbico de gas que se vende genera 2,8 kg de emisiones de CO₂ equivalente. En este sentido, Galileo Technologies posee tecnología y experiencia para contrarrestar la problemática del venteo de gas; la calidad de sus equipos ha permitido alcanzar una disponibilidad mecánica por encima del 96% en proyectos de captura de flaring.

“Continuando en el camino hacia la transición energética creemos que es vital aprovechar que Argentina posee la segunda reserva mundial de shale gas para desarrollar y fortalecer nuestra matriz energética, con una visión de futuro sustentable y sostenible. Podemos afirmar que la producción no convencional de gas y petróleo también puede realizarse de manera responsable y alcanzar resultados favorables en la reducción en la huella de carbono. Asimismo, puede generar una gran



rentabilidad para las empresas monetizando lo que hoy es un desperdicio”, sostuvo Osvaldo del Campo, CEO de Galileo Technologies.

Scania presentó su nueva generación de buses

Disponibles tanto para el segmento de transporte urbano como de larga distancia, los vehículos de la nueva generación se destacan por ser más sustentables, seguros y rentables. Ya comenzó su comercialización en todo el país.

Scania Argentina presentó su nueva generación de buses, para recorridos urbanos y para trayectos de media y larga distancia. Este nuevo chasis de la serie K prioriza la eficiencia energética, los combustibles alternativos y el transporte inteligente y seguro, factores que benefician a los transportistas, a los usuarios y el medioambiente.

Disponibles en diversas configuraciones, los nuevos buses introducen en estas unidades la gama de motores XPI, que generan un ahorro de combustible de un 10%. Además de disminuir la emisión de gases contaminantes, se garantiza una reducción de los costos operativos.

Con más de diez años de investigación y desarrollo, esta nueva generación alcanza un 92% de innovación tecnológica de sus componentes respecto de la serie anterior, por lo que se trata de una línea completamente renovada.

Asimismo, esta nueva gama ofrece la posibilidad de utilizar combustibles alternativos —como el gas y el biogás—, lo cual amplifica la eficiencia energética y la rentabilidad. También se incorpora el mantenimiento flexible, que consiste en la posibilidad de elaborar planes de mantenimiento a la medida de cada operación del cliente, basándose en los datos que brinda la conectividad de las unidades. Esto aumenta la disponibilidad de la flota y reduce las paradas imprevistas.

Entre las grandes novedades, se destaca la introducción de los sistemas de seguridad activa ADAS 2.0, que consisten en una serie de dispositivos capaces de detectar riesgos de colisión o factores de peligro tanto para el bus como para el resto de los usuarios de la red vial.

“Scania ofrece a sus clientes soluciones integrales de transporte más sustentable, y este lanzamiento es un nuevo paso que damos con ese propósito”, definió Oscar Jaern, CEO de Scania Argentina, y amplió: “ofrecemos soluciones integrales a nuestros clientes, compuestas por productos innovadores y eficientes, servicios financieros para garantizar la accesibilidad; servicios de reparación y mantenimiento de alta calidad; capacitaciones a conductores y transportistas, y sistemas de gestión de flota a través de vehículos conectados”.



NOVEDADES DEL IAPG



La comisión de Sustentabilidad del IAPG disertó sobre la hoja de ruta del sector



La Comisión de Sustentabilidad del IAPG viene trabajando asiduamente en los últimos años, y prueba de su renombre es que fue convocada a disertar en el marco de la XX Jornada de Argentina Sustentable 2023, organizada en el “Día Mundial del Medio Ambiente” por la revista y portal Futuro sustentable, que cumplió 20 años, liderada por Pablo Gago.

La Comisión estuvo representada por sus autoridades: su presidenta, Viviana Barilá (de Metro Gas); su vicepresidenta, María Paula Daniello (de Total Austral); y el coordinador de la Comisión por parte del IAPG, Fernando Halperín.

Allí presentaron ante el público especializado en temas de sustentabilidad, la “Hoja de Ruta hacia los ODS de la industria de Oil&Gas”, así como la línea de base de sustentabilidad, dos herramientas ineludibles en el presente y el futuro de la industria. Y contaron cómo se trabaja con esa Hoja de Ruta en el sector, los desafíos que plantea ante la comunidad y, sobre todo, ante el propio público interno, a veces más desafiante y ante quien es primordial hacer internalizar la importancia de pensar en el presente y futuro sustentable.

“La línea de base nos dice dónde estamos hoy para poder medir y contrastar en el futuro”, aseguró Halperín ante un público a sala llena.

Ambos documentos pueden descargarse en <https://www.iapg.org.ar/ods>

Las jornadas Pre-Congreso de Producción reinaguraron el auditorio del IAPG

Tras algunos meses de refacciones, el Auditorio “Egon Ostry” del IAPG reabrió en mayo sus puertas, con una impresionante agenda. En efecto, tras más de dos meses en que especialistas de acústica renovaron la estrategia de tecnologías de audio e imagen, y también se renovaron las instalaciones para teleconferencias, tapiados etc., la sala, ubicada en la sede porteña del IAPG, nuevamente está lista para recibir eventos, cursos, conferencias y presentaciones.

Es el caso de quienes la inauguraron: las jornadas “Pre-Congreso de Producción” organizadas por la Comisión de Producción y Desarrollo de Reservas del IAPG con miras al 8° Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas del IAPG, que se llevará a cabo del 7 al 9 de noviembre en el Sheraton Convention Center de Retiro, Ciudad Autónoma de Buenos Aires (más información en <https://www.iapg.org.ar/congresos/2023/Produccion23>).

Se trata de las Jornadas de Petróleo “Transporte de crudo de Vaca Muerta: proyectos para las próximas décadas” (realizadas el 17 de mayo último); y las Jornadas de Gas “Gas Natural y GNL: su procesamiento y transporte”, realizadas el 23 de mayo reciente.





En ambas se buscó debatir sobre los proyectos y anteproyectos actuales de petróleo, y otros que demandará el desarrollo integral de Vaca Muerta, durante las próximas décadas; las calidades de petróleo producido, así como las implicancias de obtener una “tipificación” de origen para el mismo. Para ello se convocó a los referentes de las empresas a cargo de los proyectos de infraestructura de transporte y carga en marcha, así como a consultores y especialistas para analizar escenarios y calidades de crudo.

Para la jornada sobre GNL, se buscó realizar un análisis macro sobre la realidad que se plantea en la coyuntura del gas, con el objetivo de mejor aprovechamiento

del sistema de transporte actual, su necesidad de adecuación y los incrementos indispensables, con un claro objetivo de movilizar las reservas de gas disponibles hacia el mercado interno y externo.

En ambos casos se pudo escuchar a los profesionales más calificados e interactuar con ellos, con el fin de dar a entender los planes que requiere el sector para su desarrollo pleno, y cuáles son los principales desafíos que se enfrentan.

Para más información sobre ambas jornadas ingresar a <https://www.iapg.org.ar/congresos/2023/Produccion23/jornadaspetrogas>

Calendario Cursos IAPG 2023

Julio

13 al 14 de julio

Protección contra Descargas Eléctricas y Puesta a Tierra

Instructor: *D. Brudnick*

Agosto

9 al 11

Taller de Bombeo Mecánico

Instructor: *P. Subotovsky*

10 al 11

Medición de Hidrocarburos

Instructor: *D. Brudnick*

22 al 23

Integridad de Ductos: Gestión de Riesgos Naturales

Instructores: *M. Carnicero y M. Ponce*

24 al 25

Integridad de Ductos: Prevención de Daños por Terceros

Instructores: *J. Kindsvater, J. Palumbo, M. G. Palacios y S. R. Martin*

28 de agosto al 1 de septiembre

Introducción a la Industria del Petróleo

Instructores: *L. Stinco, A. Liendo, F. Tuero, P. Subotovsky y S. R. Martin*

Septiembre

4 al 8

Métodos de Levantamiento Artificial

Instructor: *P. Subotovsky*

5 al 8

Protección Anticorrosiva 1

Instructores: *S. Rfo y C. Delosso y G. Mancuso*

18 al 22

Recuperación Secundaria - Streaming

Instructor: *M. E. Chimienti*

21 al 22

Introducción al Big Data y Analytics en la Industria del Petróleo y del Gas

Instructor: *E. Irigoyen*

27 al 29

PMI Avanzado. Gestión de Proyectos Complejos y Obras

Instructores: *N. Polverini y F. Akselrad*

28 al 29

Contratación y Documentación de Proyectos y Obras

Instructor: *Daniel Brudnick*

Octubre

3 al 6

Protección Anticorrosiva 2

Instructores: *E. Carzoglio, P. Cianciosi y C. Flores*

3 al 6

Introducción a la Industria del Gas

Instructores: *C. Casares, R. Caligari, B. Fernández, P. L. Carcagno y E. Fernández*

10 al 12

Evaluación de Proyectos 1

Instructor: *F. Arilla*

11 al 18

Seminario de la Industria del Petróleo y del Gas y su terminología en inglés

Instructor: *F. D'Andrea*

17 al 20

Taller de Análisis Nodal

Instructor: *P. Subotovsky*

19 al 20

Estaciones de Medición y Regulación de Gas Natural

Instructor: *Daniel Brudnick*

25 al 27

Procesamiento de Gas Natural

Instructores *C. Casares, E. Carrone y profesores invitados*

Noviembre

21 al 22

Limpieza de Pozo - Streaming

Instructor: *F. A. Liendo*

23 al 24

Clasificación de Áreas

Instructor: *D. Brudnick*

29 al 1 de diciembre

Taller de Interpretación de Mediciones Ecodinamométricas

Instructor: *P. Subotovsky*

30 al 1 de diciembre

Procesamiento de Curso

Instructores: *C. Casares, E. Carrone y profesores invitados*

Cursos online

Curso Básico: La Industria de E & P de Petróleo y Gas Natural

Instructor: *R. Caligari*

Herramientas de Proyecto: WBS. Administración de Alcance

Instructores: *F. Akselrad y N. Polverini*

Registro de Pozos I y II. Instructor: *A. Khatchikian*

Impulsando el desarrollo académico y profesional en el campo de la energía

Conoce las becas que ofrece el IAPGH para brindar a profesionales argentinos la oportunidad de realizar estudios de posgrado en universidades de Estados Unidos en áreas clave de petróleo y gas, energía renovable y medio ambiente.

Becas IAPGH-Fulbright

El Instituto Argentino del Petróleo y Gas Houston (IAPGH), recientemente, seleccionó a Franco Martin Tobares Burgos como becario Fulbright-IAPGH Houston 2024. Franco, ingeniero químico graduado de la Universidad Nacional del Comahue y con experiencia en diversas empresas internacionales en el campo del Petróleo y Gas, tendrá la oportunidad de realizar un Máster en Energías Renovables en una universidad de Estados Unidos gracias a esta beca renovable de un año académico, ampliable a dos.



El objetivo del convenio entre Fulbright y el IAPGH es establecer un Programa de Becas que permita la capacitación de egresados de universidades argentinas a través de maestrías en instituciones académicas de Estados Unidos. Los campos de estudio de estas becas son ingeniería del petróleo, geología, geofísica, energías renovables, ciencias ambientales, química, minería, y disciplinas afines.

Para acceder, los postulantes deben cumplir con ciertos requisitos, entre ellos ser ciudadano argentino, nativo o naturalizado, y residir en la Argentina al momento de la postulación. También, deben tener un título universitario de al menos cuatro años de duración, con un promedio académico mínimo de siete puntos. Se requiere un excelente dominio del idioma inglés, y se aceptan certificados reconocidos por Fulbright que demuestren el nivel de dominio del idioma. Además, es necesario contar con al menos dos años de experiencia laboral o docente después de obtener el grado universitario.

Una vez cumplido el proceso de evaluación y selección llevado a cabo en forma conjunta entre el Directorio del IAPGH y la Comisión Fulbright, los candidatos deben ser admitidos por una universidad estadounidense para realizar la maestría. También se les solicitará presentar pruebas adicionales de inglés, como el TOEFL y el GRE, y obtener una puntuación suficiente para ser admitidos en la universidad de su elección. Los seleccionados recibirán asistencia por parte de la Comisión Fulbright, con el

fin de reunir los fondos necesarios para cursar el posgrado, y en caso necesario, deberán aportar fondos personales. Al finalizar sus estudios, los becarios Fulbright deberán regresar a la Argentina, de acuerdo con lo establecido por la visa J1 otorgada a todos los becarios.

Becas IAPGH Claudio Manziolillo

Además del programa de becas Fulbright, el IAPGH impulsa su propio programa de becas denominado "Becas IAPGH Claudio Manziolillo". Este programa está dirigido a profesionales argentinos interesados en cursar o que ya se encuentran matriculados en programas de posgrado en Ingeniería del Petróleo, Ciencias de la Tierra (geología y geofísica) e Ingeniería Ambiental relacionados con la industria petrolera. Estas becas llevan el nombre de Claudio Manziolillo, uno de los fundadores más destacados y distinguidos del IAPGH, en reconocimiento a su incansable labor en la promoción de este programa.

Los solicitantes deben ser ciudadanos argentinos y contar con al menos un año de experiencia en la industria. Los seleccionados recibirán una beca de 10.000 dólares por año si ingresan a los programas mencionados. Esta beca se otorgará únicamente si el solicitante ha sido aceptado para el otoño de 2023 por una universidad estadounidense reconocida por su programa de petróleo. La beca es renovable por un año adicional, sujeto al desempeño académico del estudiante. Para aquellos que ya están matriculados en un programa, la beca asciende a 5.000 dólares por año.

Avances del programa hasta el momento

Durante 2022, el IAPGH otorgó un total de nueve becas. Cuatro de ellas formaron parte del acuerdo con la Comisión Fulbright, mientras que las otras cinco fueron otorgadas en el marco de las becas regulares del IAPGH. Siete de estas becas entrarán en vigencia en 2022, mientras que las dos restantes lo harán en 2023. Las decisiones finales de adjudicación fueron tomadas por la Junta Directiva del IAPGH luego de una cuidadosa evaluación. De un total de 51 candidatos, un grupo de directores del IAPGH entrevistó a 24 de ellos después de una primera selección.

Estas becas representan una valiosa oportunidad para el desarrollo académico y profesional de estudiantes y profesionales argentinos en el campo del petróleo, gas y energías renovables. El compromiso del IAPGH y su colaboración con programas como Fulbright permiten promover la formación de profesionales altamente capacitados en áreas clave para el futuro energético del país.

Para estar al tanto de las próximas convocatorias de becas, se recomienda visitar el sitio web del Instituto Argentino del Petróleo y Gas Houston en <https://iapgh-houston.org/scholarship-information>.