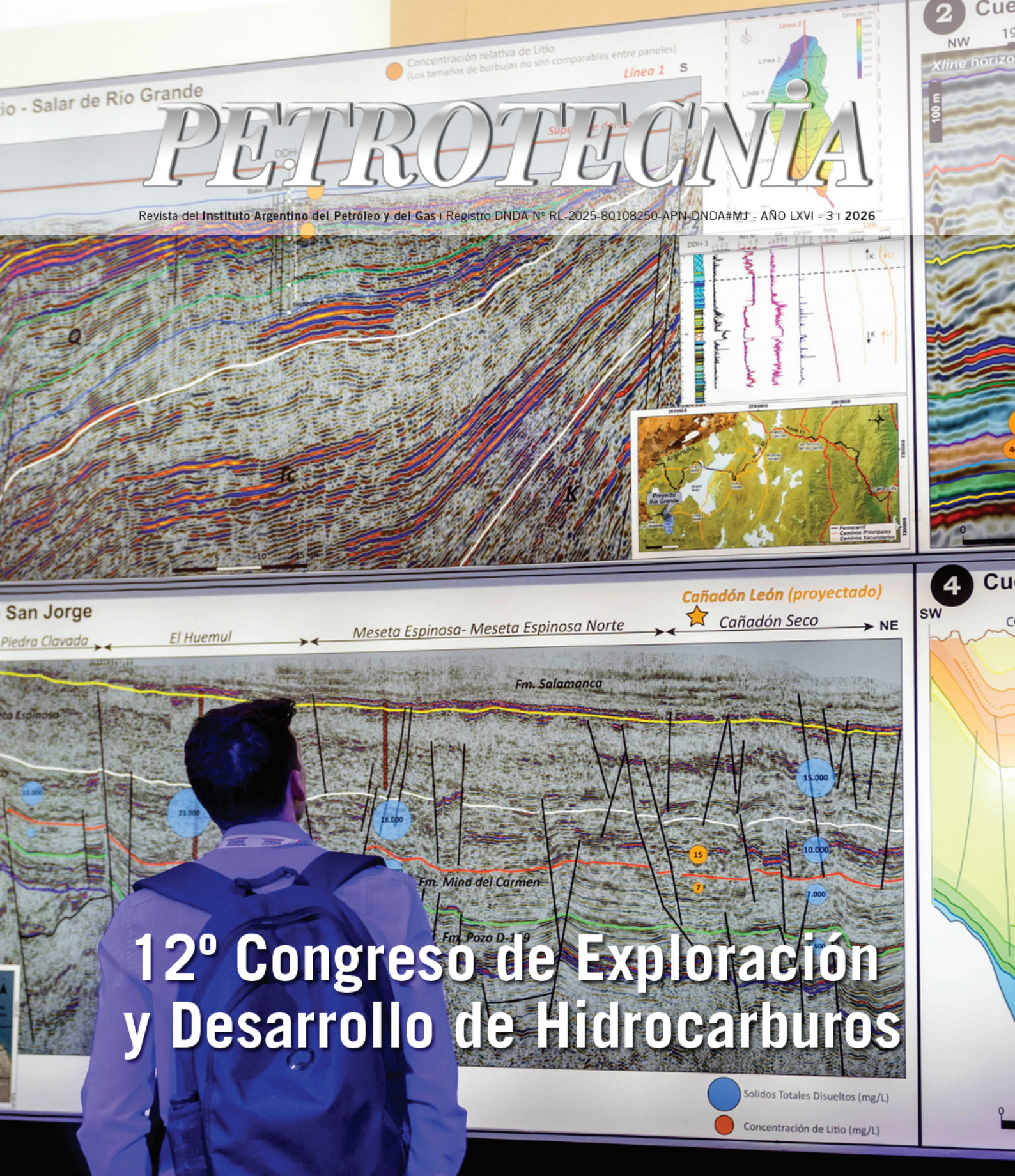
PETROTECNIA

Revista del **Instituto Argentino del Petróleo y del Gas** | Registro DNDA Nº RL-2025-80108250-APN-DNDA#MJ - AÑO LXVI - 3 | **2026**



12º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos

Media sponsor de:

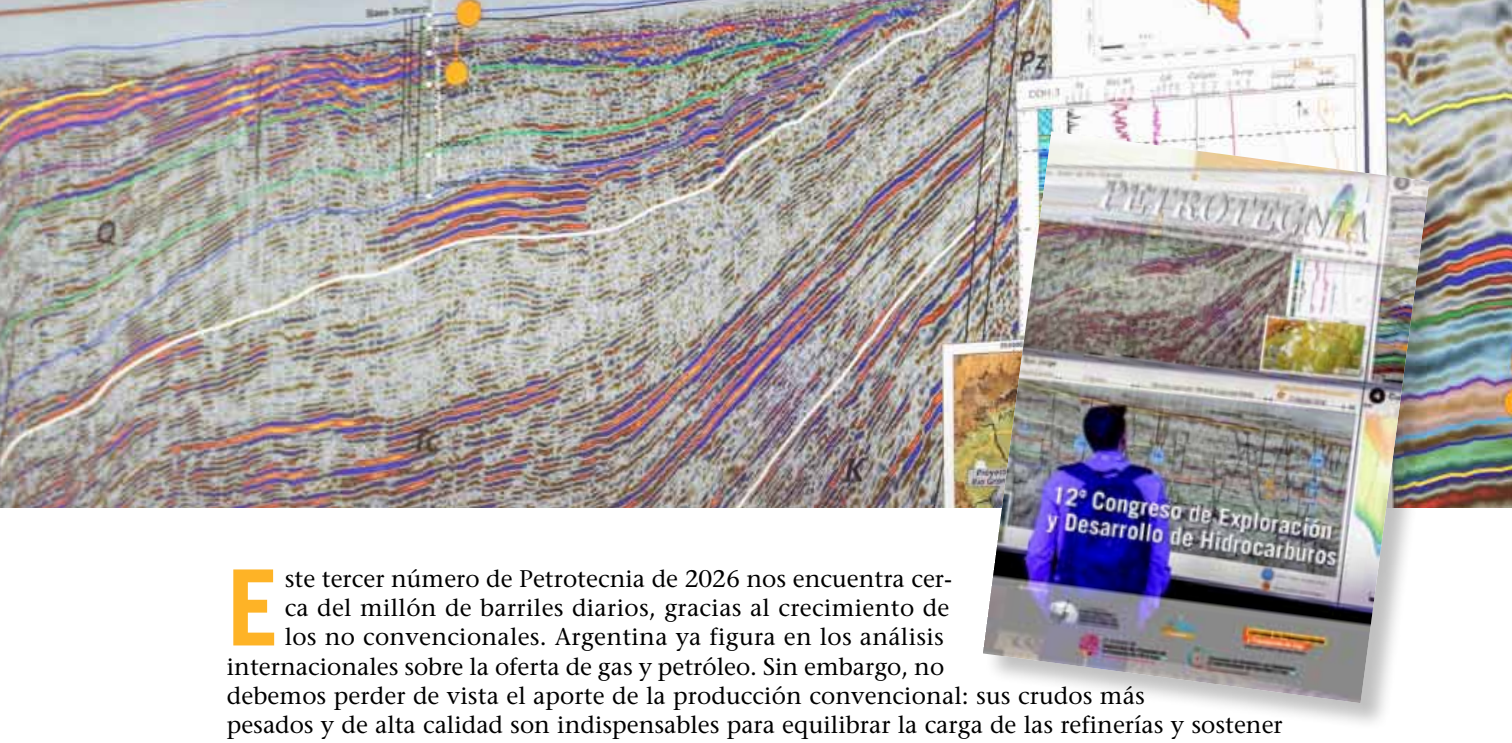
12° CONGRESO DE EXPLORACIÓN Y DESARROLLO DE HIDROCARBUROS
Explorando nuevas fronteras energéticas

AOG PATAGONIA

Jornada de Procesamiento y Transporte de Gas
20 de octubre de 2026 | Hotel Casino, Neuquén

4º Jornada de Seguridad de Procesos en la industria de Oil & Gas
21 y 22 de Octubre 2026, Neuquén

Jornadas de Medición en Upstream y Downstream de Petróleo y Gas
Noviembre de 2026



Este tercer número de Petrotecnia de 2026 nos encuentra cerca del millón de barriles diarios, gracias al crecimiento de los no convencionales. Argentina ya figura en los análisis internacionales sobre la oferta de gas y petróleo. Sin embargo, no debemos perder de vista el aporte de la producción convencional: sus crudos más pesados y de alta calidad son indispensables para equilibrar la carga de las refinerías y sostener la producción de diésel. Este avance se apoya en la tecnología, la eficiencia operativa y, sobre todo, un clima de negocios consolidado por la Ley Bases, el RIGI y el respeto y diálogo con los inversores. Este marco permitió concretar grandes inversiones y asumir compromisos para los próximos años. Al repasar estas iniciativas, se aprecia la dimensión de lo realizado y el horizonte de la industria. Las inversiones abarcan:

- Desarrollos del upstream
- Oleoductos
- Plantas de líquidos del gas
- Gasoductos
- Plantas de GNL
- Puertos
- Fertilizantes

A estas inversiones se suman obras de construcción, mejoras viales e infraestructura municipal: crecimiento basado en inversión y trabajo, con articulación público-privada. El Instituto completó la evaluación de recursos técnicamente recuperables de Vaca Muerta, solicitada por la SEC y realizada por profesionales del Instituto, la UBA, la Universidad de La Plata y la SEC. El estudio determinó recursos de 258 TCF de gas y 30,6 BBbl de petróleo, equivalentes a más de 100 años de consumo argentino. Esta abundancia convierte a Vaca Muerta en un proyecto exportador de largo plazo. Pero no son los mayores recursos del mundo: frente a los 7.100 TCF de gas y 1.700 BBbl de petróleo estimados globalmente, competimos por inversiones y mercados con numerosos desarrollos.

Sin Vaca Muerta, hoy importaríamos gas y petróleo todos los días del año por unos 30.000 millones de dólares.

En cambio, exportamos gas y petróleo a diario y proyectamos para este año un superávit energético de unos 10.000 millones de dólares, con potencial para alcanzar entre 30.000 y 40.000 millones. Este crecimiento impulsa una extensa cadena de valor.

Según un estudio del Instituto, las 37 mayores operadoras se abastecen de casi 10.000 compañías, un 80 % pymes, distribuidas en Neuquén y otras provincias. Entre 2019 y 2021, estos proveedores facturaron cerca de 4.000 millones de dólares anuales en promedio.

El sector genera alrededor de 70.000 empleos directos y entre 200.000 y 350.000 indirectos, además de más del doble de empleos inducidos. Para acompañar su crecimiento, ya se implementan planes de capacitación destinados a operaciones, compañías de servicios y constructoras.

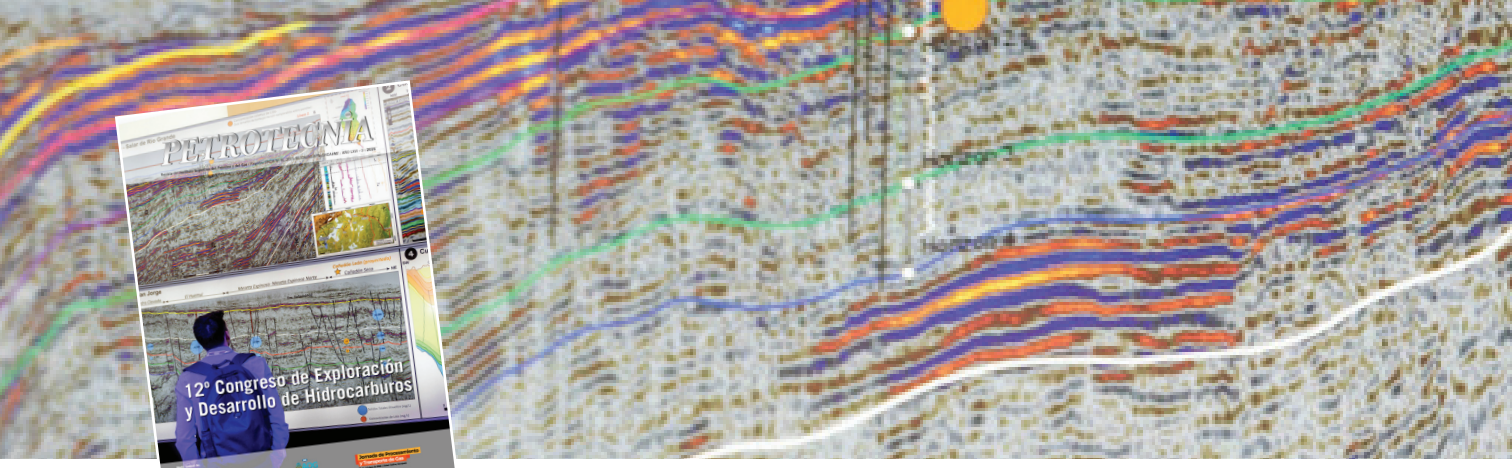
Durante años, el agro ayudó a sostener las cuentas públicas nacionales y provinciales. Es justo que nuestra actividad también contribuya a fortalecerlas. Vaca Muerta impulsará al resto de la economía mediante inversión, empleo, recaudación y un mayor superávit comercial.

El contexto internacional nos acompaña: el mundo necesita cobre y litio para la electrificación, gas y petróleo para abastecerse de energía y alimentos para una población en crecimiento.

Los hidrocarburos, el agro y la minería ofrecen esos recursos. Sigamos adelante.

¡Hasta el próximo número!

Ing. Ernesto A. López Anadón



Estadísticas

07 **Los números del petróleo y del gas**

Tema de tapa

08 *Premio Luis Rey*
Caracterización sísmica cuantitativa de los yacimientos Fénix y Carina: uso de métodos de clasificación litosísmica para la ubicación de pozos y como insumo del modelo geológico



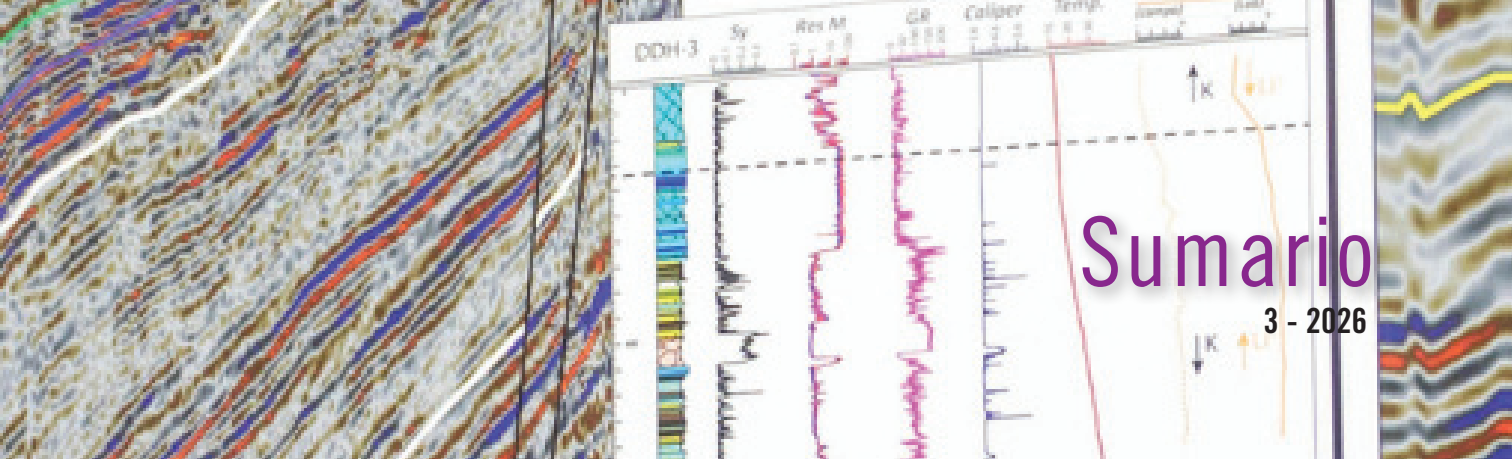
El uso cuantitativo de un reprocesamiento sísmico 3D proporcionó información valiosa para la delineación y caracterización de los reservorios gasíferos de Carina y Fénix, asistiendo en la ubicación de los pozos de desarrollo y en la actualización del modelo geológico.
Por Gabriel Chao (TotalEnergies)

20 **Energía geotérmica y emisiones de CO_2 en Argentina: evaluación de riesgos y estrategias de mitigación para la descarbonización**
La geotermia emite entre 10 y 50 g de CO_2 por kWh, muy por debajo del gas y el carbón. En Argentina, el desafío pasa por gestionar los riesgos del subsuelo, como la sismicidad inducida y la migración de gases.
Por Silvia Barredo (Universidad de Buenos Aires y Universidad Austral), Luis Stinco (Universidad de Buenos Aires) y Jorge Chadwick (Instituto Tecnológico de Buenos Aires)

30 **Nuevas perspectivas para la Formación Vaca Muerta en intervalos someros: evidencias de un play no convencional emergente en el yacimiento La Esperanza, bloque El Porvenir, Cuenca Neuquina**
La fractura realizada en 2025 en el pozo LEN-1003 produjo petróleo de 22° API a apenas 1000 metros de profundidad y abre la puerta a un piloto con pozos horizontales en el borde de la cuenca.
Por Romina Banco, Federico Salicioni, Carolina Sampietro, Carlos de la Cruz Vivanco, Valeska Espinoza (Oilstone Energía), André Archimio (Giflow Consulting) y Martín Paris (Consultor independiente)



50 **Integración estratigráfica entre afloramientos y subsuelo para la evaluación del play no convencional Palermo Aike, Cuenca Austral, Argentina**
El estudio vincula los afloramientos de la Fm. Río Mayer, en el Parque Nacional Los Glaciares, con los pozos de la cuenca e identifica en superficie el equivalente de PAI-40, uno de los principales objetivos no convencionales.
Por Julián Fantín, Ricardo Fabián Domínguez, Silvana Utgé, Germán Guerra, Juan Ignacio Miranda, Leonardo Simonetto, Santiago Periale, Santiago Medel y Juan Spacapan (YPF), Lara Fernández Kavanagh y Agostina Giunta (YTEC), Matías Ghiglione (IDEAN-UBA), Sebastián Richiano y Andrés Bilmes (IPGP-CONICET; UNPSJB), Leandro D´Elia (CIG CONICET-UNLP) y Miguel Ezpeleta (Universidad Nacional de Córdoba)



Sumario

3 - 2026

62 **Caracterización sísmica de arenas de baja permeabilidad en Cuenca Austral mediante la aplicación de modelos *deep learning* tipo generative transformer. Caso de estudio: Cuenca Austral**
Con la misma arquitectura de IA que usa ChatGPT, el modelo predijo resistividad e impedancias a partir de la sísmica con menos error que la inversión tradicional y señaló nuevas locaciones en un campo maduro.
Por Nicolás Bufaliza (CGC), Marcos Victoria (consultor independiente; CGC al momento del trabajo), Juan Cruz Sosa, Enmanuel Santana e Iván Sánchez (Machine Learning 4 DATA)

Premio Jóvenes Profesionales
76 **Definición de un *Tuffaceous Index* para la evaluación de análogos de reservorios de la Formación Bajo Barreal, Cuenca del Golfo San Jorge (Argentina)**
Ensayos sobre afloramientos del Codo del Senguer muestran que el contenido de toba controla la permeabilidad y la resistencia de la roca, y proponen un índice para anticipar ese comportamiento con perfiles de pozo.
Por Pablo Ángel Vidal y Maximiliano Cortés (Universidad Nacional de la Patagonia San Juan Bosco, Universidad Politécnica de Madrid e Instituto Multidisciplinario para la Investigación y el Desarrollo Productivo y Social de la Cuenca Golfo San Jorge), José Oscar Allard (Universidad Nacional de la Patagonia San Juan Bosco) y Diego Manzanal (Universidad Politécnica de Madrid)



Nota técnica

94 **La AOG Patagonia 2026 cerró una edición histórica con más de 26.000 visitantes**
Una vez más, la Argentina Oil & Gas Patagonia 2026 rompió sus propios récords: más visitantes, expositores y superficie, demostraron el crecimiento y el potencial energético del país.



100 **Compliance en la industria energética: el desafío de fortalecer la integridad en las pymes**
En el marco de Argentina Oil & Gas Expo Patagonia 2026, la Comisión de Compliance del IAPG reunió a representantes de distintas compañías para analizar cómo extender las buenas prácticas de integridad a toda la cadena de valor. La prevención de riesgos, el acompañamiento a proveedores y el uso responsable de nuevas tecnologías estuvieron entre los principales temas abordados.

Breves

103 **Congresos y jornadas.**
Los que fueron. Los que vendrán.

104 **Noticias de la Industria**

112 **Noticias del IAPG**

113 **Noticias del IAPG Houston**

Petrotecnia es el órgano de difusión del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas.
Maipú 639, (C1006ACG) - Buenos Aires, Argentina
Tel./fax: (54-11) 5277 IAPG (4274)
prensa@iapg.org.ar / www.petrotecnia.com.ar

x.com/IAPG_ENERGIA www.instagram.com/iapg_argentina/ www.facebook.com/IAPGinfo www.linkedin.com/company/iapg/

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
María de los Ángeles Cruz

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 LXV Nº 3 - 2026
Registro DNDA N° RL-2025-80108250-APN-DNDA#MJ

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 Nº 041529.
© Hecho el depósito que marca la Ley 11.723.
Permitida su reproducción parcial citando a *Petrotecnia*.

Premio Apta-Rizzuto

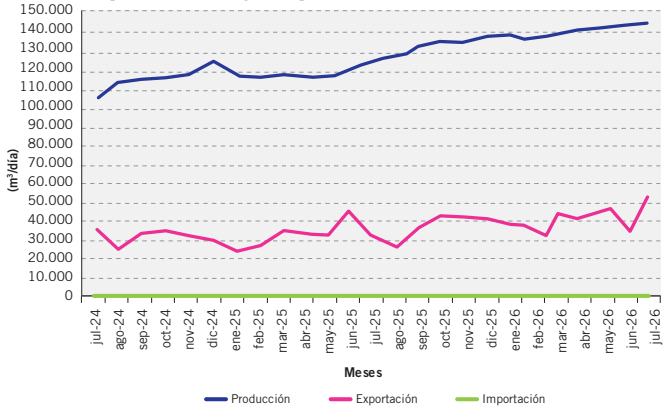
- **1º Premio a la mejor revista de instituciones 2006, 2014**
- **1º Premio a la mejor nota técnica-CONICET 2011, 2012, 2015, 2018**
- **1º Premio a la mejor nota científica 2010, 2011**
- **1º Premio al mejor aviso publicitario 2010, 2011**
- **1º Premio a la mejor nota técnica-INTI 2018, 2010, 2008, 2007**
- **1º 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**
- **2º Accésit 2010, 2011, 2012, notas de bien público**
- **2º Accésit 2010, en el área de revistas pertenecientes a instituciones**
- **2º Accésit 2018, notas científicas**
- **2º Accésit 2018, avisos publicitarios**

Comisión Directiva 2025-2027

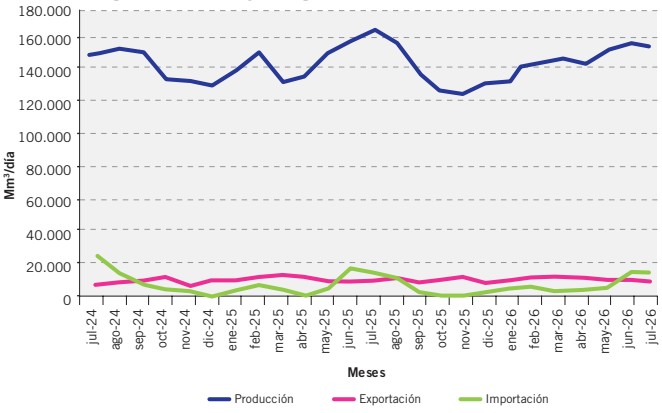
Cargo	Empresa	Nombres
Presidente	Socio Personal	Ernesto A. López Anadón
Vicepresidente	YPF S.A.	Ana Laura Torok
VicePte.upstream petróleo y gas	Chevron Argentina	Ricardo L. Seeber
VicePte.downstream de petróleo	Raizen Argentina	Andrés Cavallari
VicePte.downstream de gas	Naturgy Ban	Gerardo N. Gómez
VicePte.perforación y terminación de pozos	Schlumberger Argentina S.A	David Caballero Jordan
VicePte.de servicios de pozos	Pecom Servicios Energía	Andrés M. Ponce
VicePte.de fabricación de equipos y materiales	SIDERCA	Diego A. Schabes
Secretario	Pan American Energy S.L.(PAE)	Rodolfo E. Berisso
Pro secretario	Pampa Energía	María Inés Sainz
Tesorero	Total Austral	Gonzalo M. López
Pro tesorero	Shell Argentina	Verónica L. Staniscia
Vocales titulares	Pluspetrol	Matías D. Szapiro
	Transportadora de Gas del Sur	Oscar J.Sardi
	Transportadora de Gas del Norte	Daniel A. Ridelener
	Tecpetrol	Daniel F. Gargiulo
	Harbour Energy	Alfonso Torres Mayorga
	Metrogas	Sebastián M. Mazzucchelli
	Camuzzi Gas Pampeana	Mauricio Cordiviola
	CAPSA/CAPEX	Adolfo F. Storni
	Compañía General Combustibles	Pablo A. Chebli
	Excelerate Energy	Gabriela Aguilar
	Halliburton Argentina	Miguel H. Pettinato
	Weatherford International de Argentina	Diego Martínez
	Spark Energy Solutions	Margarita P. Esterman
	Petroquímica Comodoro Rivadavia	Lucas Mendez Trongé
	Equinor Argentina	Emilio J. Cafoncelli
	Cía. Mega	Tomás M. Córdoba
Vocales suplentes	Litoral Gas	Dante A. Dell'Elce
	Phoenix Global Argentina	Sofía Carballo Raimondi
	Rafael Albanesi	Jorge H. Schneider
	Motomecánica Argentina	Juan M. Maldonado
	Petrolera Aconcagua Energía S.A.	Juan M. Crespo
	San Antonio International	Ricardo Saúl
Revisores de cuenta titulares	Socio Personal	Carlos A. Williams
	Socio Personal	Daniel A. Santamarina
	Socio Personal	Daniel O. Ragazzini
Revisores de cuenta suplentes	Socio Personal	Muriel L. Miller
	Electrificadora del Valle (EDVSA)	Edy L.Girata Martín

LOS NÚMEROS DEL **PETRÓLEO Y DEL GAS**

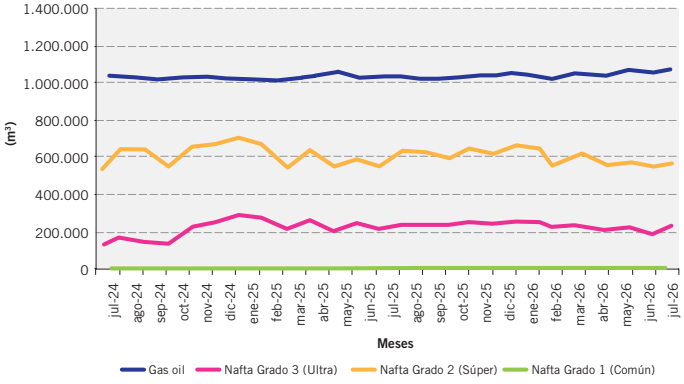
Producción de petróleo *versus* importación y exportación



Producción de gas natural *versus* importación y exportación



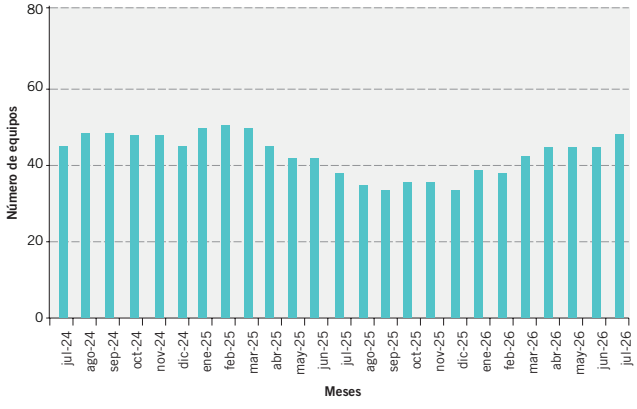
Ventas de los principales productos



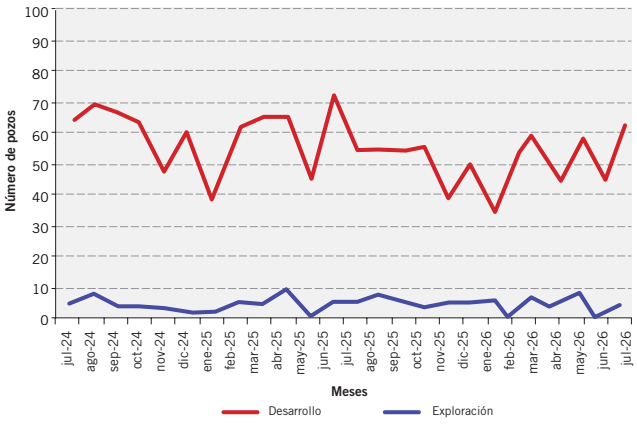
Precio del petróleo de referencia WTI



Cantidad de equipos en perforación



Pozos perforados





Caracterización sísmica cuantitativa de los yacimientos Fénix y Carina:

uso de métodos de clasificación litosísmica para la ubicación de pozos y como input del modelo geológico

Por *Gabriel Chao* (TotalEnergies)

Este trabajo fue seleccionado del 12º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. *Fue distinguido con el Premio Luis Rey al mejor trabajo técnico del Congreso.*

El uso cuantitativo de un reprocesamiento sísmico 3D proporcionó información valiosa para la delineación y caracterización de los reservorios gasíferos de Carina y Fenix, asistiendo en la ubicación de los pozos de desarrollo y en la actualización del modelo geológico.



Introducción y contexto de los yacimientos

Los yacimientos Carina y Fénix integran, junto con Tauro, Unicornio, Sirius, Indus y Leo, el play Gran Carina, una gran estructura hidrocarburífera ubicada a 80 km de la costa de Tierra del Fuego (Figura 1). La estructura Gran Carina se encuentra al sur del alto de Río Chico, que separa la cuenca Austral (al oeste) de la cuenca de Malvinas (al este) (Arbe y Fernández Bell Fano, 2002). La columna estratigráfica de la cuenca Austral se muestra en la Figura 1. La principal formación productiva es Springhill, con Carina, Paloma y Argo como secuencias principales. Los reservorios de Springhill se caracterizan por areniscas de muy buena calidad, con porosidades de entre 0,2 y 0,35 y altas permeabilidades (de 0,1 a 4 Darcy).

Los yacimientos Carina y Fénix fueron descubiertos en la década de 1980 con la perforación de Carina_x-1, Fenix_x-1 y Fenix_e-2, que verificaron un sistema petrolero eficiente, con buenas características de reservorio (Carina_x-1 y Fenix_x-1) y presencia de hidrocarburos (Carina_x-1 y Fenix_e-2). El yacimiento Carina comenzó a producir en 2005. El proyecto Fénix se puso en marcha en 2024 con la perforación de tres pozos horizontales productores.

En este trabajo se aplicó un conjunto de flujos de trabajo y técnicas de interpretación sísmica cuantitativa a un dato reprocesado de los yacimientos vecinos Fénix y Carina. Los objetivos principales fueron aportar inputs sísmicos cuantitativos para: 1) la ubicación de los pozos de desarrollo en Fénix, 2) el poblado del modelo geológico, 3) la delimitación de posibles pozos futuros en áreas prospectivas y 4) ayudar a comprender el comportamiento dinámico de los yacimientos.

Información sísmica y de pozos

El conjunto de pozos disponible para la interpretación cuantitativa está formado por 23 pozos verticales (6 en Fénix y 17 en Carina), de los cuales 13 cuentan con perfil sónico de onda S (2 en Fénix y 11 en Carina).

Las adquisiciones sísmicas datan de 1996 para el dato 3D de Carina y de 2012/2013 para el dato 3D de Fénix. En 2023 ambos datos sísmicos fueron reprocesados en conjunto siguiendo un flujo riguroso de preservación de amplitudes AVA, con el fin de obtener productos pre-apilamiento confiables para la caracterización de reservorios, además de mejoras en la imagen sísmica. Se aplicaron flujos de PSTM (Pre-Stack Time Migration, migración pre-apilamiento en tiempo) y PSDM (Pre-Stack Depth Migration, migración pre-apilamiento en profundidad) (Ver figura 1).

Se cubrió un área de aproximadamente 3200 km^2. Los productos obtenidos del reprocesamiento resultaron de muy alta calidad, no solo para la interpretación estructural sino también para los flujos de caracterización cuantitativa. Se generaron cuatro apilados por ángulo: Near (8°-16°), Mid (16°-24°), Far (24°-32°) y UFar (32°-39°). Los distintos controles de calidad realizados sobre los apilados por ángulo mostraron que la respuesta AVA se preservó a lo largo de las distintas etapas del procesamiento.

Análisis petroelástico

Las areniscas de Springhill se caracterizan por excelentes propiedades petrofísicas, con porosidades efectivas superiores a 0,2 y permeabilidades del orden del Darcy. Este contexto petrofísico, sumado a un dato pre-apilamiento de alta calidad, genera un escenario muy favorable para la caracterización sísmica de reservorios.

La Figura 2 muestra la respuesta petroelástica de las rocas con gas de la Formación Springhill en términos de la discriminación de la porosidad efectiva y del contenido de arcilla en el dominio AI (impedancia acústica) vs. PR (coeficiente de Poisson). Se utilizaron los datos de perfiles de los pozos con sónico S. En los datos se observan dos tendencias principales. Por un lado, como era de esperar, un aumento de la AI se vincula con una disminución de la porosidad efectiva. Por otro lado, en el rango de valores bajos de AI, se observa que un aumento del PR se asocia con una disminución de la poro-

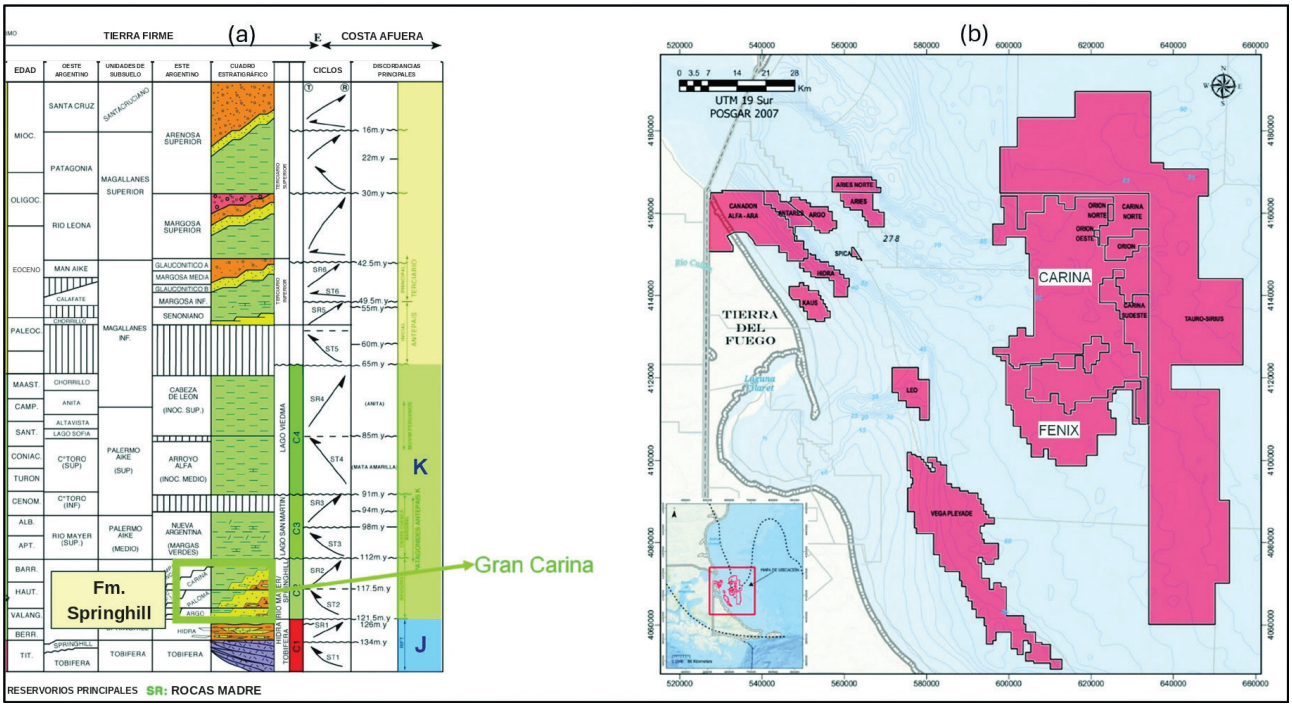


Figura 1. **a) Columna estratigráfica de la cuenca Austral y b) ubicación de los yacimientos Fénix y Carina.**

sidad efectiva. Este comportamiento está gobernado por el contenido de arcilla (VShale), como se muestra en la Figura 2. Este análisis pone de relieve el valor agregado del PR para la caracterización de reservorios. Por lo tanto, obtener un PR robusto a partir de una inversión elástica puede ayudar significativamente a mapear la calidad de las arenas en la Formación Springhill (ver figura 2).

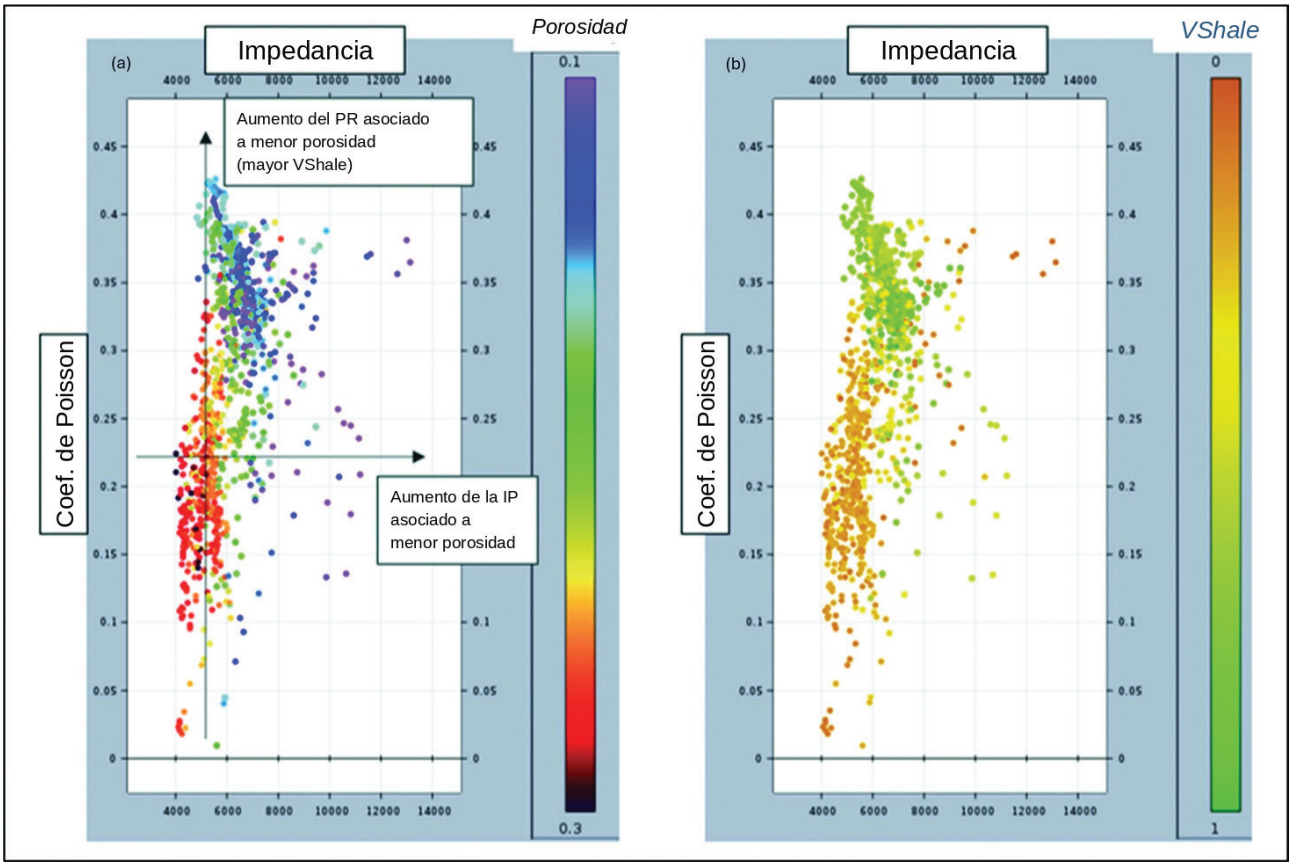


Figura 2. **Análisis petroelástico. Discriminación de a) porosidad y b) VShale en el dominio AI vs. PR.**

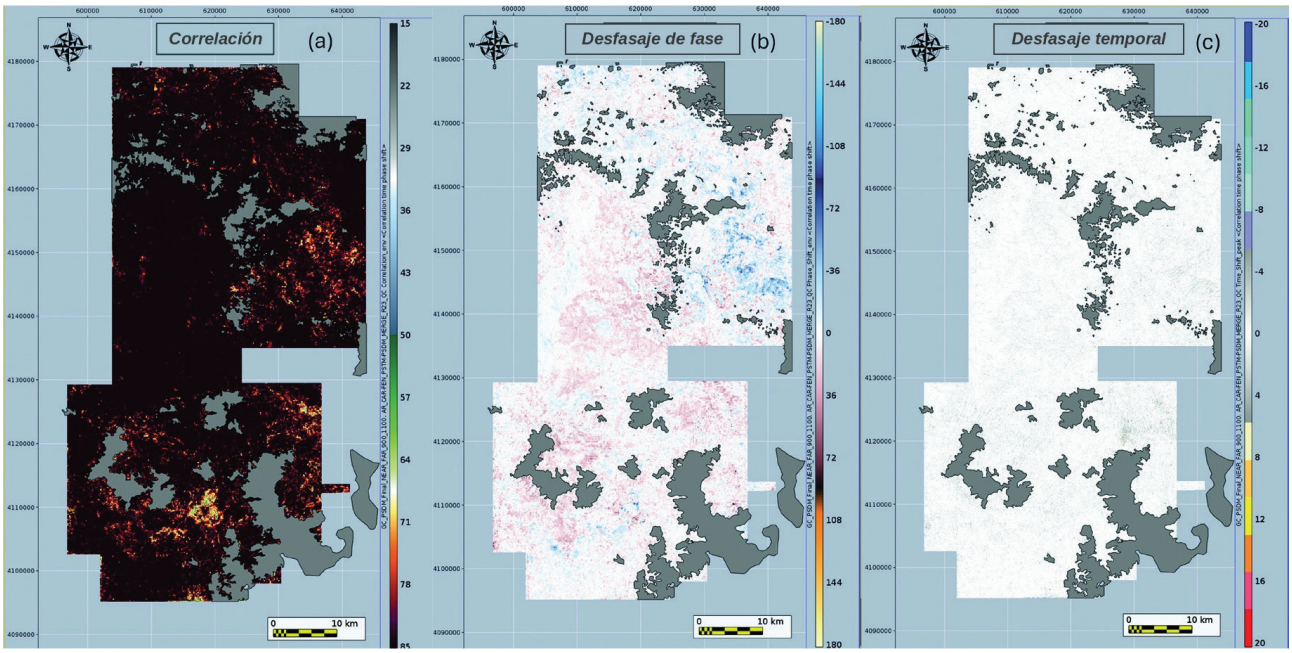


Figura 3. **Mapas estándar de control de calidad AVO. a) Coeficientes de correlación, b) desfasajes de fase y c) desfasajes temporales entre los subapilados Near (8°-16°) y Far (24°-32°), en una ventana de cálculo de 200 ms que incluye la Formación Springhill. Los polígonos grises corresponden a altos sin Springhill.**

Inversión elástica

Se realizó una inversión elástica basada en modelo. Debido a la gran extensión del área y a algunas diferencias observadas en las ondículas extraídas, la inversión final se dividió en dos corridas (una para Carina y otra para Fénix) con una amplia zona de superposición. En cada yacimiento se utilizó un conjunto específico de ondículas pre-apilamiento. No se observaron diferencias significativas en la zona de superposición: los resultados

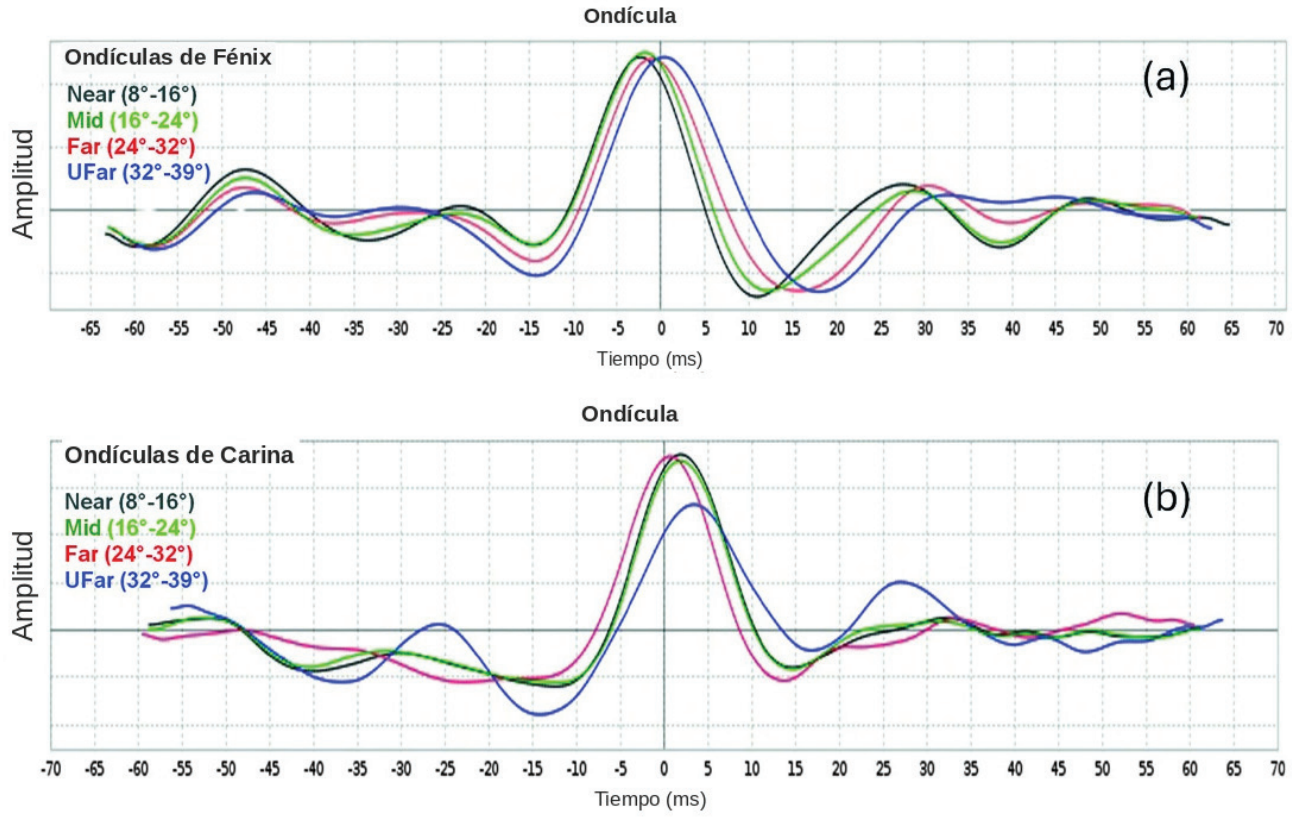


Figura 4. **Ondículas pre-apilamiento utilizadas en la inversión elástica de a) Fénix y b) Carina. El subapilado UFar se utilizó solo en Fénix.**

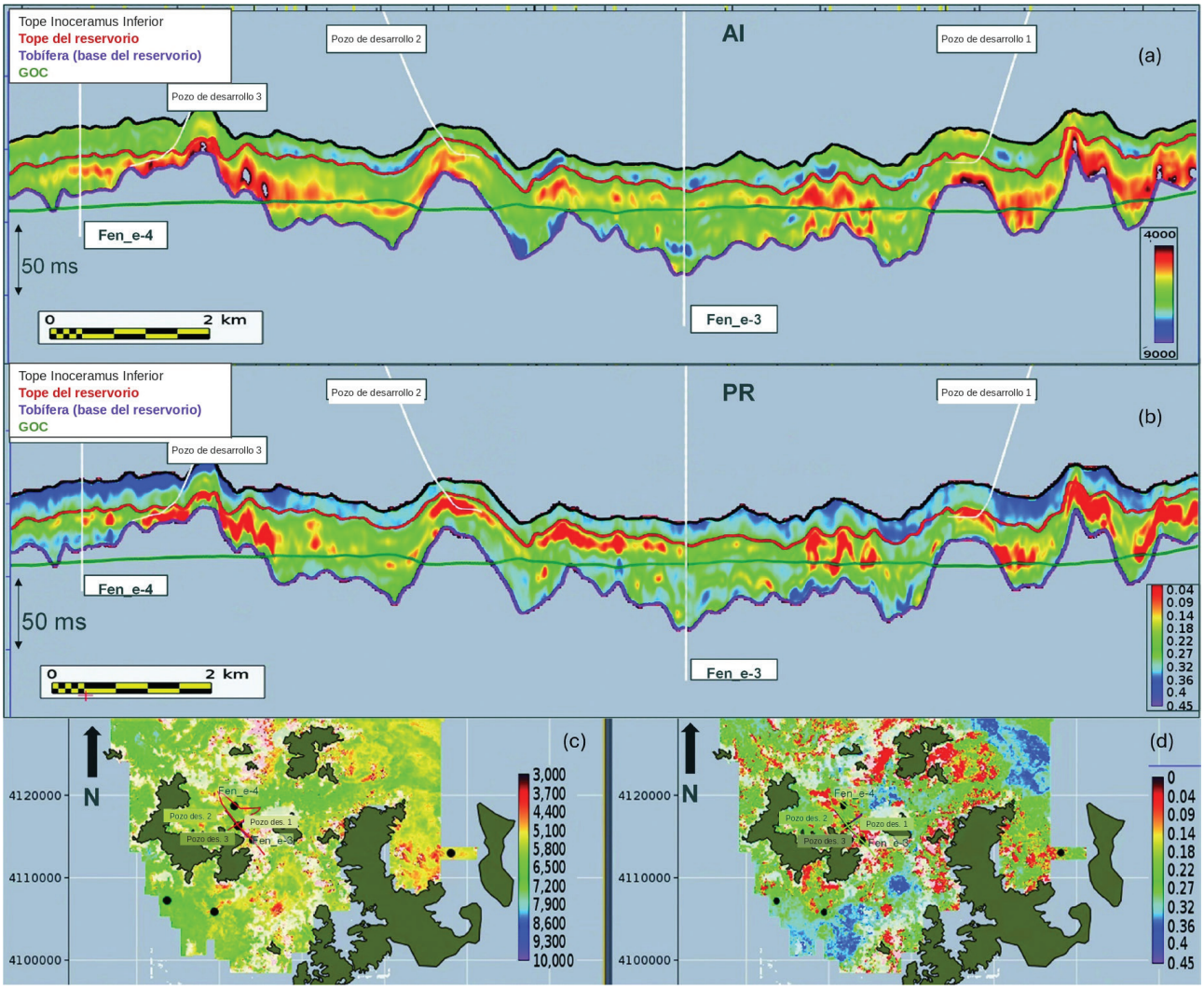


Figura 5. **a) Impedancia acústica y b) coeficiente de Poisson en una sección clave de Fénix. La ubicación de la línea se muestra en los mapas de c) AI mínima y d) PR mínimo. Las áreas afectadas por tuning se muestran con una máscara blanquecina.**

fueron robustos y la transición entre ambos conjuntos de resultados, suave.

La calidad de los subapilados de entrada fue muy alta. Los mapas estándar de control de calidad AVO se generan habitualmente con distintos pares de subapilados para analizar la correlación cruzada, el desfasaje temporal y el desfasaje de fase entre ellos. A modo de ejemplo, la Figura 3 muestra los mapas de control AVO entre los subapilados Near y Far, calculados en una ventana de 200 ms que incluye el reservorio objetivo. La correlación entre los subapilados fue muy alta, claramente superior al 80%; la diferencia de fase fue baja y estable, con cierta consistencia geográfica, y los desfasajes temporales fueron despreciables. Estas métricas, ya buenas, mejoraron aún más después de la alineación de los subapilados por corrección de moveout residual.

Un punto crítico en cualquier proyecto de inversión es el cálculo de las ondículas. Para cada pozo con DTS disponible (11 en Carina y 2 en Fénix) se calcularon ondículas individuales para cada uno de los subapilados (Near, Mid, Far y UFar). Luego se realizó una calibración multipozo por subapilado para obtener ondículas pre-apilamiento globales (Figura 4). Las calibraciones en cada pozo con las ondículas globales fueron precisas. Las ondículas extraídas resultaron muy consistentes entre subapilados, con fase estable y amplitudes muy similares. La consistencia de amplitudes entre subapilados es especialmente importante, ya que implica que no hay filtración del efecto AVA hacia las ondículas y que todo el AVA permanece en la reflectividad (es decir, en la sísmica). La única excepción corresponde a la ondícula del subapilado UFar en Carina, que difiere significativamente del resto y cuyas calibraciones no fueron muy satisfactorias. Por eso, el subapilado UFar se utilizó solo en Fénix. Esto también se relaciona con los parámetros de adquisición, que en el caso de Fénix permitieron registrar offsets más largos, lo que se refleja en una mejor calidad del subapilado UFar respecto de Carina. De todos modos, cabe mencionar que el UFar no es necesario para una inversión elástica en Carina, ya que se disponía de tres subapilados y el Far alcanzaba ángulos de hasta 32°. En Fénix, el uso del subapilado UFar permitió obtener información AVA hasta los 39°.

Los modelos iniciales de impedancia de onda P, impedancia de onda S y densidad se construyeron a partir de los datos de perfiles disponibles, interpolados mediante

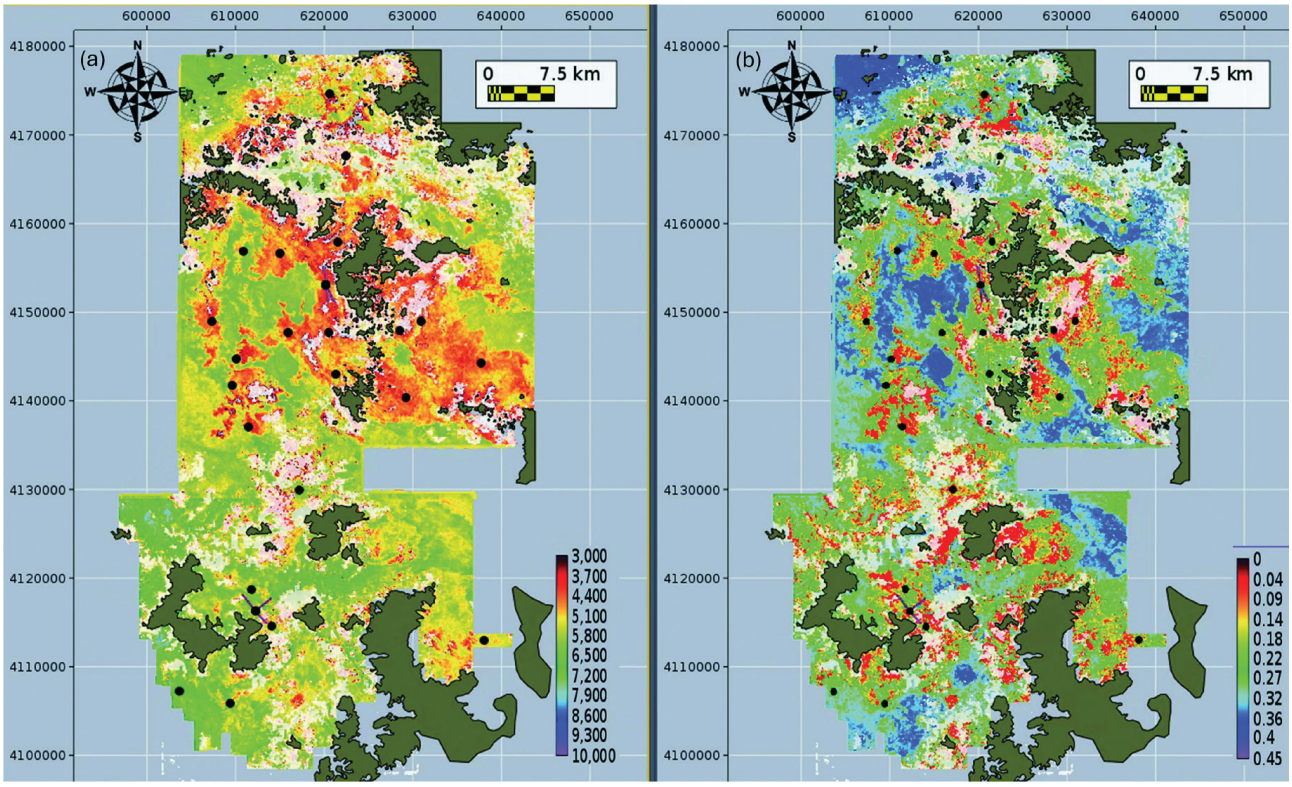


Figura 6. **Mapas de a) valores mínimos de impedancia P y b) valores mínimos de coeficiente de Poisson en Springhill. Las áreas afectadas por tuning se muestran con una máscara blanca. Los polígonos verdes corresponden a altos sin Springhill. Los puntos negros indican las bocas de pozo.**

cokriging con derivas externas. Los atributos utilizados como derivas se obtuvieron de una impedancia acústica proveniente de una inversión acústica post-apilamiento basada en modelo, del mismo procesamiento. La AI se filtró con un filtro pasa bajos de 40 Hz. Luego, los atributos utilizados como derivas para los modelos iniciales de impedancia de onda S y densidad se construyeron mediante leyes empíricas calibradas con datos de perfiles.



Cabe mencionar que el resultado de la inversión acústica post-apilamiento está restringido, en el rango de muy bajas frecuencias, por las bajas frecuencias del modelo de velocidades interválicas de la PSDM. De esta manera se incorpora en los modelos iniciales toda la información disponible. Los controles de calidad convencionales de los modelos iniciales generados fueron positivos.

Se analizaron los controles de calidad estándar de los resultados de la inversión, a saber: plantillas de pozo con trazas de la inversión sísmica (absolutas y relativas) frente a datos de perfiles filtrados en el ancho de banda correspondiente, para las impedancias P y S, el coeficiente de Poisson y la densidad; gráficos cruzados cuantitativos de las predicciones en la ubicación de los pozos; análisis cualitativo de secciones clave; análisis del contenido espectral de los residuos; mapas NRMS de los residuos en el intervalo objetivo por subapilado y comparación de su energía con la del subapilado sísmico de entrada. Los numerosos controles realizados fueron muy positivos y mostraron que los resultados de la inversión elástica eran robustos.

La Figura 5 muestra los resultados de la inversión en términos de impedancia acústica y coeficiente de Poisson a lo largo de una sección clave en Fénix. La sección atraviesa dos pozos de delineación y tres pozos horizontales de desarrollo. Ambos atributos muestran que los pozos de desarrollo apuntan a anomalías. Los valores del coeficiente de Poisson son consistentes con areniscas con gas de buena calidad. El análisis del coeficiente de Poisson también muestra una buena concordancia con el contacto gas-petróleo.



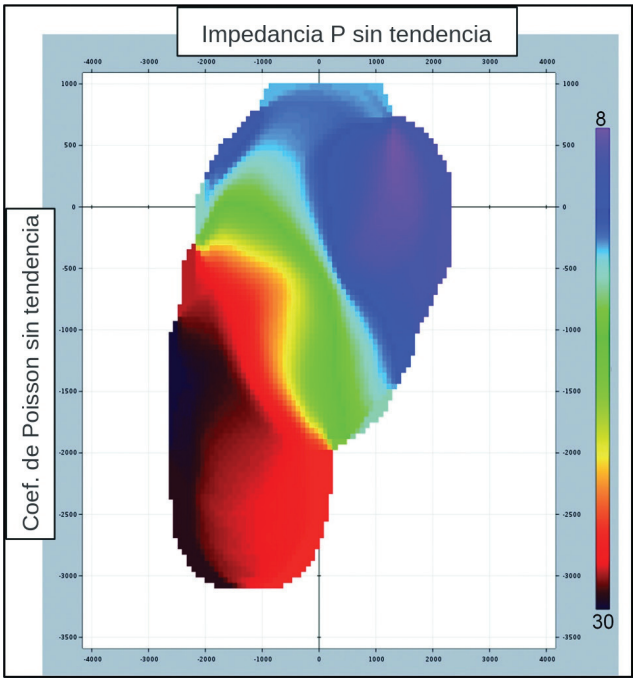


Figura 7. **Función de densidad de probabilidad para la porosidad efectiva a partir de atributos elásticos sin tendencia (AI y PR). Se utilizan datos de perfiles filtrados en el ancho de banda sísmico.**

La Figura 6 ilustra los resultados de impedancia acústica y coeficiente de Poisson en ambos yacimientos. Los valores mínimos de ambos atributos se calcularon en una capa representativa por debajo del tope del reservorio para caracterizar las principales acumulaciones. En el mapa, las áreas afectadas por tuning se indican con una máscara blanca tenue. En estas áreas, los atributos pueden estar sesgados hacia valores optimistas debido a la interferencia. El mapa de impedancia acústica ofrece una primera aproximación al mapeo de la calidad del reservorio. Esta información se complementa con el coeficiente de Poisson, que es un muy buen indicador tanto del contenido de fluidos como de la litología. En la sección siguiente se presenta un enfoque cuantitativo que considera ambos atributos en conjunto (AI y PR) para invertir la porosidad efectiva.

Los atributos elásticos invertidos también se utilizan para calibrar y ajustar la conversión tiempo-profundidad, ya que la extensión lateral de los casquetes de gas queda claramente mapeada. Pueden ubicarse puntos de control del contacto gas-petróleo en áreas clave para restringir la conversión tiempo-profundidad, de modo que respete el mapeo de las acumulaciones de gas que predicen los atributos elásticos. Esto da como resultado pronósticos en profundidad más precisos, reduce las incertidumbres estructurales y mejora la precisión general del cálculo de volúmenes.

Clasificación litosísmica. Porosidad sísmica

Teniendo en cuenta el escenario favorable para la discriminación de la porosidad que muestra la Figura 2 y la alta calidad de los productos de la inversión, se implementó un esquema de clasificación litosísmica para

la porosidad efectiva. Se utilizó un método de estimación de densidad por núcleos (KDE, por sus siglas en inglés) para calcular un operador de función de densidad de probabilidad (PDF) a partir de los datos de perfiles. A los datos se les quitó la tendencia para eliminar los efectos de compactación de los atributos elásticos (AI y PR) y evitar sesgos en el cálculo de la porosidad. Para calcular la PDF se utilizó un núcleo de Epanechnikov bidimensional (Scott, 1992; Doyen, 2007). El operador PDF resultante se muestra en la Figura 7. Se observa que las principales tendencias físicas presentes en los datos de perfiles se conservan en el operador de clasificación.

Para definir el operador se utilizaron datos de siete pozos. De esta manera, una cierta cantidad de pozos quedan como pozos de validación completamente independiente. Un control útil del operador es calcularlo con trazas de la inversión extraídas en la ubicación de los pozos, para asegurar que la inversión sísmica contiene la misma información que los datos de pozo. Así ocurrió en este estudio, en línea con los controles positivos de la inversión elástica.

En la Figura 8 se muestra una sección representativa con los resultados de porosidad sísmica en Carina. Cabe mencionar que el operador sísmico (Figura 7) se calcula para las rocas con gas, donde se concentran la principal estrategia de desarrollo y el interés económico. Por debajo del contacto gas-petróleo se utiliza una ley lineal de AI vs. porosidad efectiva calibrada en areniscas con líquidos. Esta ley se calcula con datos de perfiles de los pozos disponibles; no se distinguió entre rocas con petróleo y con agua, ya que siguen la misma tendencia. En las visualizaciones de registros de pozos se observa una concordancia cuantitativa. El atributo sísmico permite interpolar los cuerpos de arenisca lejos de los pozos.

Como se muestra en la Figura 8, hay muy buena concordancia entre el atributo de porosidad sísmica y el perfil de porosidad efectiva filtrado a frecuencias sísmicas. Es importante señalar que en este flujo de trabajo los datos de perfiles no son restricciones rígidas y el atributo de porosidad sísmica no está necesariamente atado a los pozos. Los datos de perfiles solo se usan para definir el operador, y se utilizan datos de siete pozos (cinco en Ca-

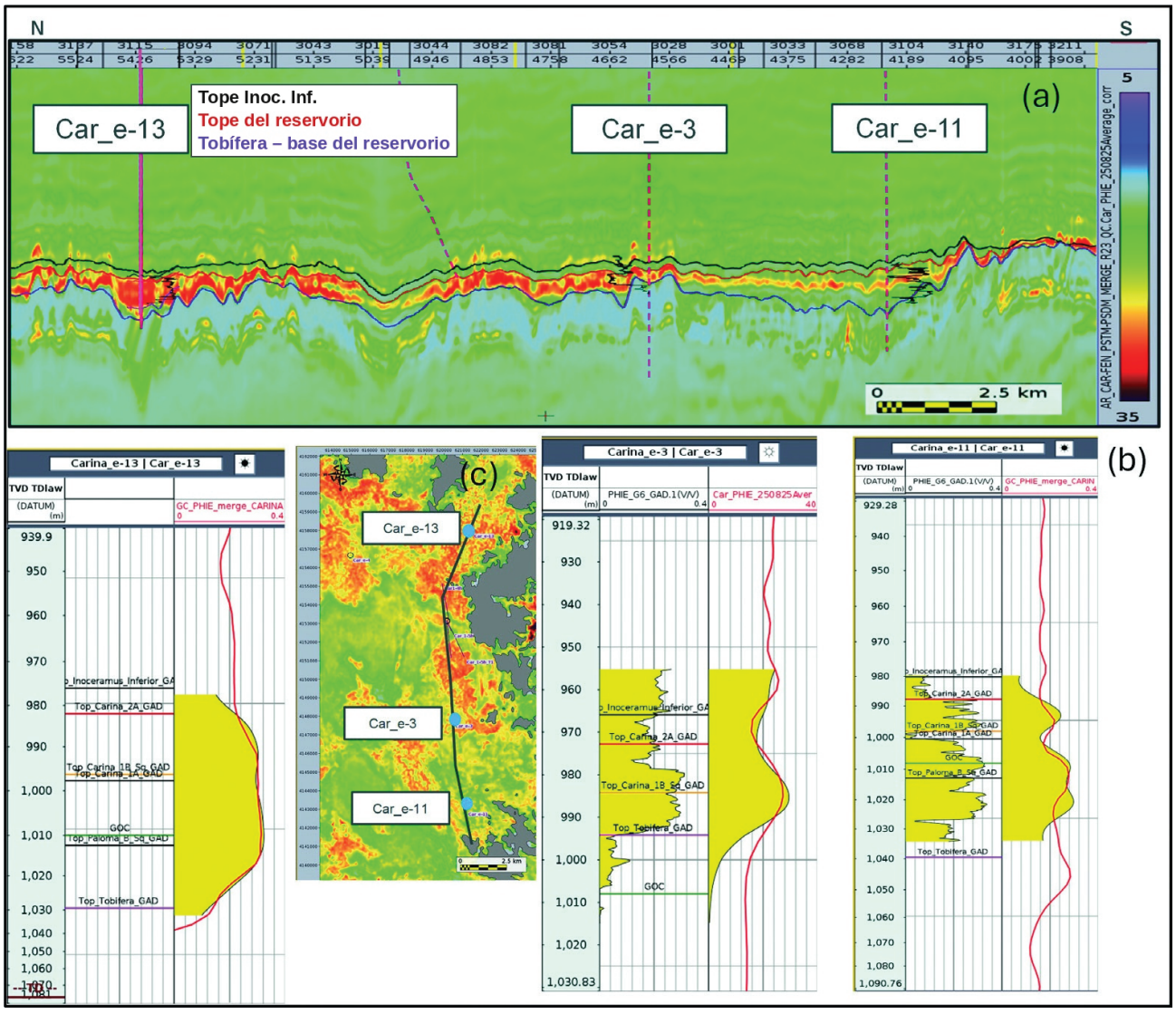


Figura 8. **Porosidad sísmica en Carina: a) sección representativa que atraviesa tres pozos de avanzada, b) control de la porosidad sísmica (en rojo) frente a los datos de perfiles (en amarillo) filtrados en el ancho de banda sísmico, c) mapa de ubicación de la sección con la ubicación de los tres pozos de delineación.**

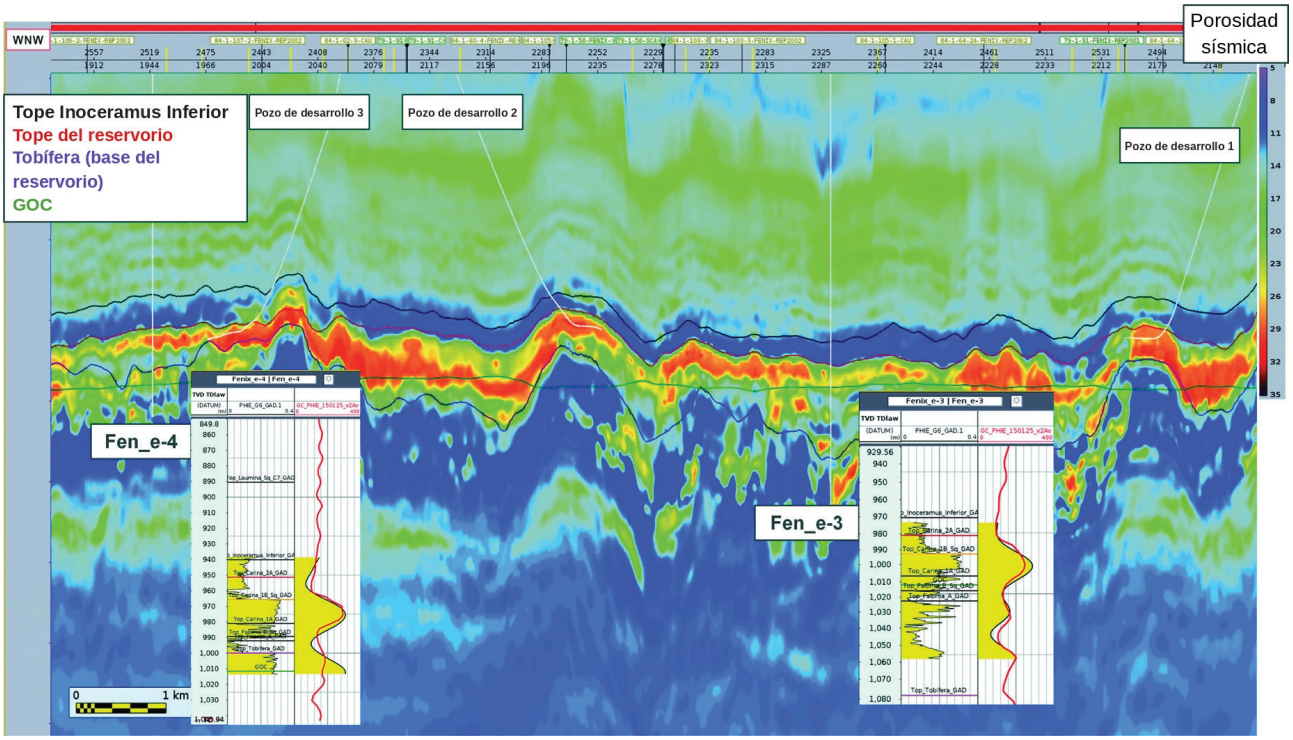


Figura 9. **Porosidad sísmica en Fénix. Sección que atraviesa dos pozos de delineación y los tres pozos de desarrollo. En las plantillas de los pozos de delineación se muestra el control de la porosidad sísmica (en rojo) frente a los datos de perfiles (en amarillo) filtrados en el ancho de banda sísmico.**

rina y dos en Fénix). El método KDE implica un promedio optimizado de todos los puntos de datos usados en la definición del operador de clasificación litosísmica. El operador es global: pondera la información de todos los puntos de datos de los distintos pozos usados en su definición y, por lo tanto, no garantiza el ajuste en los pozos. Por eso, la alta precisión de la predicción en la ubicación de los pozos es una métrica importante para evaluar la robustez del atributo de porosidad sísmica (ver figura 8).

La Figura 9 muestra la porosidad sísmica en Fénix a lo largo de una sección clave que atraviesa dos pozos de delineación y los tres pozos de desarrollo. El control cuantitativo muestra una muy buena correspondencia entre el atributo de porosidad sísmica y la porosidad efectiva

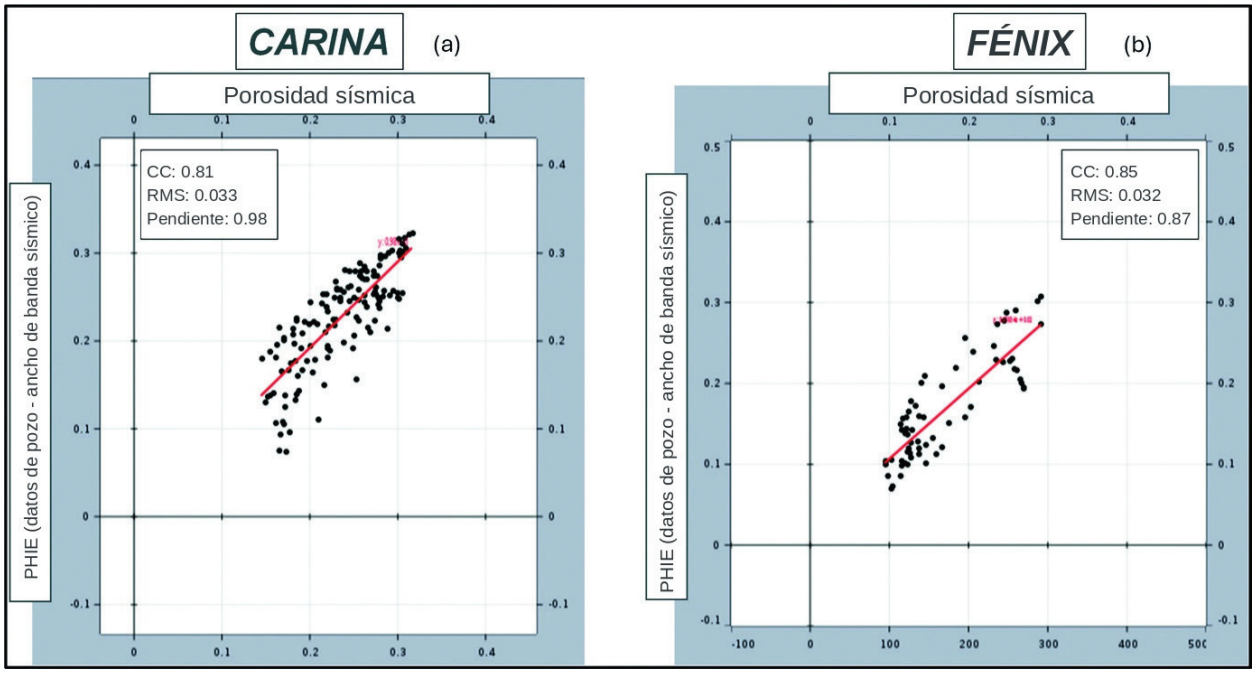


Figura 10. **Control cuantitativo de la porosidad sísmica predicha vs. la porosidad efectiva en los pozos para a) Carina y b) Fénix. Todos los puntos de datos están por encima del GOC.**

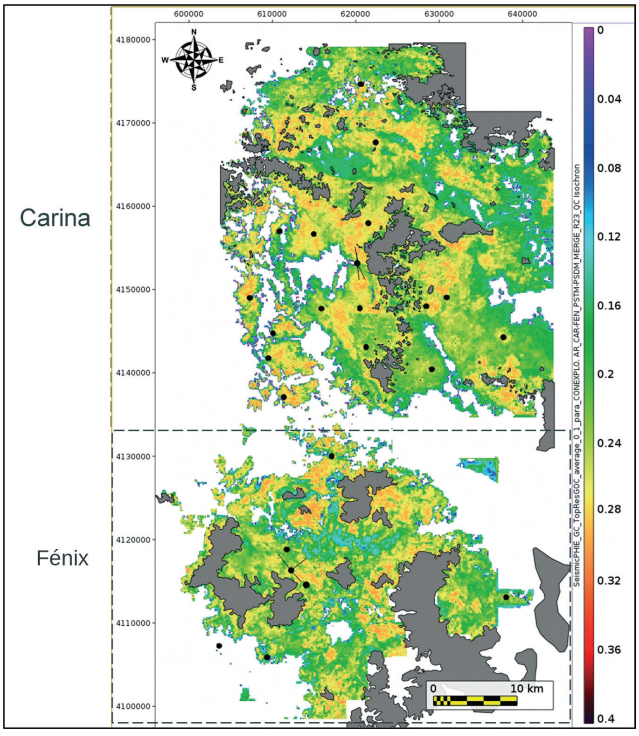


Figura 11. **Porosidad sísmica (promedio en los 14 metros superiores por debajo del tope del reservorio). Los polígonos grises corresponden a altos sin Springhill. Los puntos negros indican las bocas de pozo.**

en los pozos de delineación. En la sísmica se observa que la mejor calidad de reservorio se ubica en la parte superior de la Formación Springhill, lo que es coherente con la información de perfiles de pozo. La sección también muestra claramente una buena continuidad vertical de las arenas al atravesar el contacto gas-petróleo (GOC).

La Figura 9 ilustra además el valor agregado del atributo de porosidad sísmica para la ubicación de pozos. Los pozos horizontales de desarrollo se ubican claramente en intervalos de alta porosidad sísmica. La buena calidad de las arenas atravesadas por los pozos corroboró la predicción de porosidad sísmica y la robustez de este atributo.

Para más detalles sobre el proyecto de desarrollo Fénix, se remite al lector a un trabajo específico presentado en este mismo congreso (Scaricabarozzi et al., 2026).

El control cuantitativo que incluye todos los pozos se resume en la Figura 10. El gráfico cruzado incluye todos los puntos de datos dentro del casquete de gas. Las métricas de correlación son buenas, con un coeficiente de correlación alto, un RMS relativamente bajo y pendientes cercanas a 1. Los resultados y controles en ambos yacimientos dan confianza para utilizar este atributo en la evaluación de futuros desarrollos. La porosidad sísmica constituye el principal criterio para el análisis de ubicación de futuros pozos (ver figuras 9 y 10).

La Figura 11 muestra un mapa representativo con el promedio del atributo de porosidad sísmica en los 14 m superiores por debajo del tope del reservorio. Lateralmente, el mapa está restringido a la acumulación del casquete de gas. El espesor del intervalo es representativo, ya que corresponde aproximadamente al 80% del GIIP (gas original in situ) de la acumulación (ver figura 11).

Input para el modelo geológico

El atributo de porosidad sísmica se utilizó como input del modelo geológico de dos maneras. En primer lugar, sirvió para delinear mapas de facies, lo que ayudó a ubicar áreas con facies de determinadas propiedades petrofísicas, especialmente lejos de los pozos, donde el control de perfiles es escaso. En segundo lugar, para el poblado de porosidad; la porosidad sísmica se usó como deriva externa en el cokriging de los datos de porosidad interpretados a partir de perfiles. En la práctica, el objetivo fue capturar en el modelo las variaciones laterales observadas en el atributo sísmico. Para calcular los mapas sísmicos de entrada se utilizaron dos intervalos: el



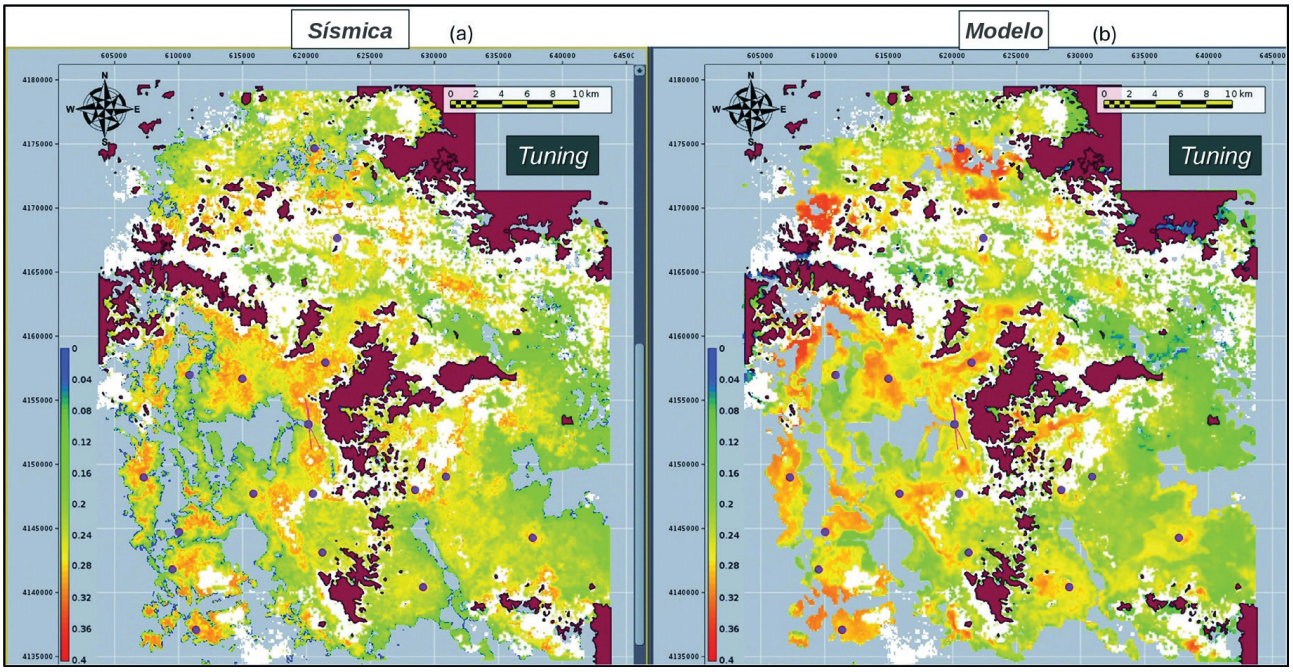


Figura 12. **Promedio en el casquete de gas de a) porosidad sísmica y b) porosidad efectiva en el modelo para Carina. Las áreas afectadas por tuning se muestran con una máscara blanca. Los polígonos rojos corresponden a altos sin Springhill. Los puntos marrones indican las bocas de pozo.**

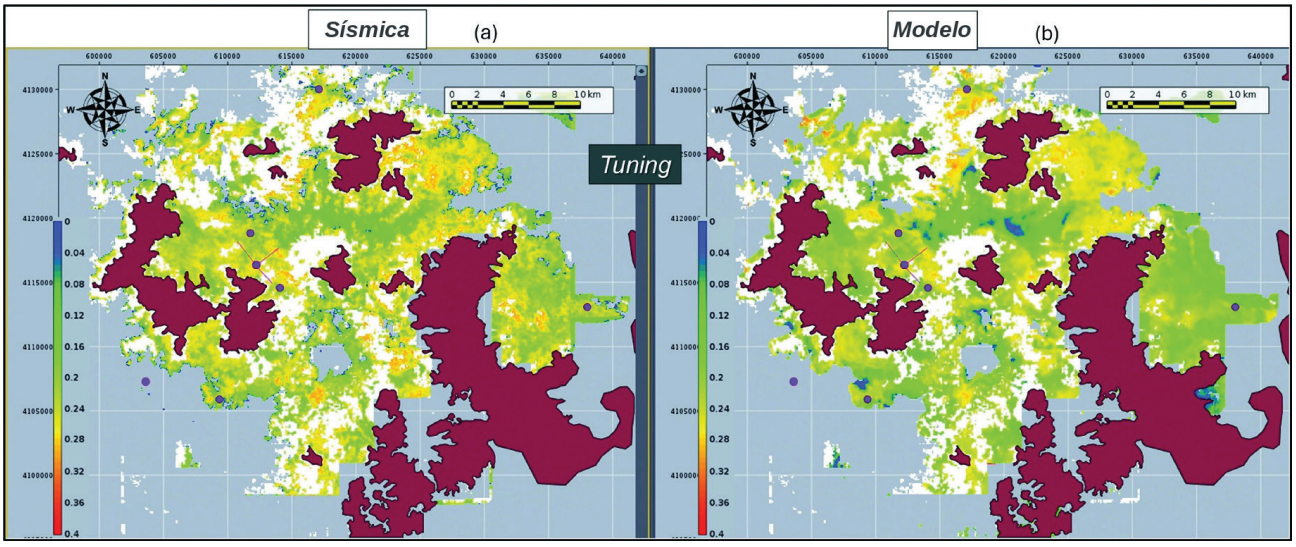


Figura 13. **Promedio en el casquete de gas de a) porosidad sísmica y b) porosidad efectiva en el modelo para Fénix. Las áreas afectadas por tuning se muestran con una máscara blanca. Los polígonos rojos corresponden a altos sin Springhill. Los puntos marrones indican las bocas de pozo.**

promedio de los 14 metros superiores (como se muestra por encima del GOC en la Figura 11) y el resto de la Formación Springhill. Era importante discriminar los 14 metros superiores, ya que contienen aproximadamente el 80% del GIIP. Los datos de perfiles también muestran que las mejores calidades petrofísicas se encuentran en la parte superior de Springhill, con cierta degradación hacia la base.

La comparación entre el atributo sísmico y el promedio correspondiente en el modelo dentro del casquete de gas se muestra en la Figura 12 para Carina y en la Figura 13 para Fénix. En ambos yacimientos se obtiene muy buena concordancia, lo que implica que el modelo geológico incorporó correctamente la información sísmica en términos de calidad de reservorio.

Por último, en la Figura 14 se compara la contribución al GIIP gobernada por la información sísmica, es decir, el espesor por la porosidad por encima de los contactos gas-petróleo. Se obtiene una excelente concordancia cuantitativa, con muy buenas métricas de correlación (coeficiente de correlación alto, RMS bajo y pendiente cercana a 1). Más allá de las estadísticas, el modelo respeta claramente la distribución de la información sísmica. De esta manera se consolida un modelo geológico plenamente consistente con el último reprocesamiento sísmico, de muy alta calidad.

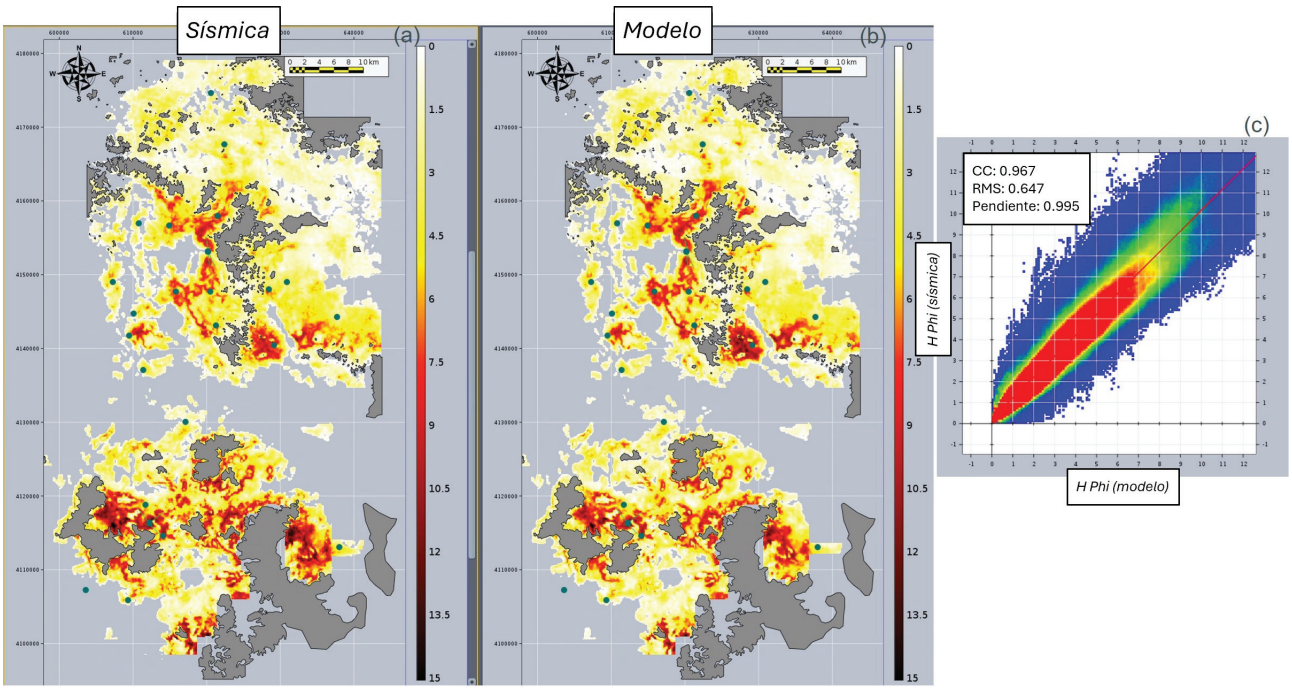


Figura 14. **Espesor por porosidad promedio por encima del GOC: a) input sísmico, b) modelo geológico, c) comparación cuantitativa en un gráfico cruzado de densidad de puntos. Los polígonos grises corresponden a altos sin Springhill. Los puntos verdes indican las bocas de pozo.**

Conclusiones

El reprocesamiento sísmico conjunto en PSDM de los datos 3D de Carina y Fénix siguió una secuencia de procesamiento rigurosa, con preservación de amplitudes pre-apilamiento. Esto permitió obtener un conjunto de productos finales pre-apilamiento de muy alta calidad y aptos para la caracterización cuantitativa de reservorios.

La respuesta petroelástica de las litologías de Springhill pone de relieve el valor agregado del coeficiente de Poisson para discriminar y caracterizar mejor la calidad del reservorio. En este contexto, se implementó un flujo de interpretación cuantitativa basado en una inversión elástica seguida de una clasificación litosísmica para obtener porosidad sísmica. Los resultados de la inversión elástica fueron de muy alta calidad, como lo demostraron los distintos controles.

El atributo de porosidad sísmica reprodujo muy bien los perfiles de porosidad, incluso en los pozos que no se usaron en el cálculo del operador de clasificación. Este atributo se utilizó, y se sigue utilizando, de forma extensiva en distintas etapas del proyecto: como input para la ubicación y reducción de riesgo de las locaciones de los pozos de desarrollo de Fénix, como input cuantitativo en la actualización del modelo geológico, como principal atributo de delimitación en el análisis de futuros desarrollos prospectivos en los yacimientos y como herramienta para ayudar a comprender los resultados dinámicos de los drenes productores. Este estudio constituye un caso exitoso de aplicación de técnicas de caracterización sísmica cuantitativa, con un impacto significativo en las decisiones de negocio vinculadas al desarrollo de un yacimiento de gas costa afuera.

Agradecimientos

El autor agradece a TotalEnergies y a los socios del bloque, Pan American Energy y Harbour Energy, por autorizar la publicación de este trabajo. Asimismo, agradece a Gerardo Laiz, Mariana Sainz- Trápaga, Diego Rojas-Arce, Martin Saint-Felix y a muchos otros colegas de TotalEnergies por sus valiosas sugerencias y discusiones, que contribuyeron a mejorar la calidad de este trabajo.

Referencias

Arbe, H. y Fernández Bell Fano, F., 2002. Los reservorios de la Formación Springhill en el área costa afuera. V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG. Rocas reservorio de las cuencas productivas de la Argentina, pp. 74-89.

Doyen, P.M., 2007. Seismic Reservoir Characterization: An Earth Modelling Perspective. EAGE.

Scaricabarozzi, N., Rojas-Arce, D., Chao, G., Laiz, G., Rodríguez, L., Bauer, M., Pucko, C., Uberti, L., Saint-Félix, M., González, R., Tirella, M., Alric, F., Vasallo, L., Torres-Cabrera, N., Santa-Coloma, M. y Estrada, S., 2026. Fenix: inicio del desarrollo, resultados y entendimiento - offshore de la cuenca austral. 12° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Mendoza, Argentina.

Scott, D.W., 1992. Multivariate Density Estimation. John Wiley & Sons, 317 p.



La geotermia emite entre 10 y 50 g de CO_2 por kWh, muy por debajo del gas y el carbón. En Argentina, el desafío pasa por gestionar los riesgos del subsuelo, como la sismicidad inducida y la migración de gases.

Energía geotérmica y emisiones de CO_2 en Argentina: evaluación de riesgos y estrategias de mitigación para la descarbonización

Por ***Silvia Barredo*** (Universidad de Buenos Aires y Universidad Austral), ***Luis Stinco*** (Universidad de Buenos Aires) y ***Jorge Chadwick*** (Instituto Tecnológico de Buenos Aires)

Este trabajo fue seleccionado del 12º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Simposio: Avances en la descarbonización de la industria energética.

La transición energética constituye uno de los principales desafíos tecnológicos y ambientales del siglo XXI (IEA 2021; IPCC 2022; REN21 2023). La necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, particularmente dióxido de carbono (CO_2), ha impulsado el desarrollo de tecnologías de baja intensidad de carbono capaces de suministrar energía confiable y continua (IPCC 2022; IEA 2022; EI 2023). En este contexto, la energía geotérmica (EG) se presenta como una alternativa estratégica debido a su capacidad de generar electricidad y calor de manera estable, con elevados factores de capacidad y una intensidad de emisiones significativamente menor que la de las tecnologías fósiles (DiPippo 2016; Fridriksson et al. 2017).

A diferencia de otras fuentes renovables intermitentes, como la solar y la eólica, la geotermia constituye una fuente de energía de base capaz de operar de forma continua e independiente de las condiciones climáticas (DiPippo 2016; Lund y Boyd 2016). Esta característica le otorga un rol potencialmente relevante dentro de las estrategias de descarbonización, especialmente en regiones donde la estabilidad del suministro eléctrico resulta crítica para el desarrollo industrial y la seguridad energética (IEA 2022). Sin embargo, su participación en la matriz energética mundial continúa siendo relativamente baja, con una capacidad instalada que apenas supera los 17 GW eléctricos a nivel global (ThinkGeoEnergy 2026). En los últimos años, el crecimiento del sector estuvo principalmente asociado a la expansión de proyectos existentes más que al desarrollo de nuevos emprendimientos de gran escala (ThinkGeoEnergy 2026).

Desde el punto de vista ambiental, diversos estudios de análisis de ciclo de vida (Life Cycle Assessment, LCA) indican que las emisiones promedio de la generación geotérmica se sitúan generalmente en el rango de 10–50 g CO_2eq/kWh, valores considerablemente inferiores a los observados en tecnologías fósiles, que pueden superar los 400–1000 g CO_2eq/kWh (Zhao et al. 2024; Kassem et al. 2025) (Tabla 1). Estas emisiones pueden ser directas, asociadas a la liberación de gases no condensables —principalmente CO_2 y H_2S— contenidos en los fluidos geotérmicos, o indirectas, vinculadas a las etapas de exploración, perforación y construcción de infraestructura (Nicholson 1993; Bloomfield et al. 2003; IPCC 2022).

Argentina en particular presenta condiciones geológicas favorables para el desarrollo geotérmico debido a la coexistencia de dos grandes dominios geodinámicos: la región volcánica andina y extensas cuencas sedimentarias, entre ellas las cuencas Neuquina, Cuyana, Golfo San Jorge y Cretácica, además de sectores de la plataforma continental (Pesce 2013; Barredo y Stinco 2017; Conde Serra y Johanis 2021). Esta configuración permite la presencia tanto de sistemas de alta entalpía asociados al volcanismo activo como de recursos de media y baja entalpía vinculados a cuencas sedimentarias de intraplaca (Barredo y Stinco 2010; Conde Serra y Johanis 2021).

Diversos estudios técnicos estiman que el potencial geotérmico teórico de Argentina podría superar los 2000 MWe, mientras que la capacidad técnicamente desarrollable en el mediano plazo podría situarse en el orden de 250–300 MWe, dependiendo de factores económicos, regulatorios y tecnológicos (Pesce 2013; Gutiérrez-Negrín et al. 2015; Manzella et al. 2018). Aunque estas estimaciones presentan incertidumbres, sugieren que la geotermia representa un recurso aún subdesarrollado con potencial para contribuir a la diversificación de la matriz energética nacional y a las estrategias de descarbonización.

En este marco, el presente trabajo corresponde a una revisión técnico-conceptual integradora destinada a discutir comparativamente emisiones de CO_2, riesgos geológicos y estrategias de mitigación en sistemas geotérmicos, con especial énfasis en su potencial aplicación en Argentina. El objetivo no consiste en desarrollar modelados cuantitativos específicos, sino integrar antecedentes científicos propios y de autores nacionales e internacionales para analizar los principales desafíos y oportunidades asociados al desarrollo geotérmico dentro del contexto de transición energética.

Fuente de Energía	Emisiones Medianas (gCO2eq/kWh)	Rango (Mín – Máx) (gCO2eq/kWh)	Fuente de emisiones
Carbón (Pulverizado)	800-1,000	756 – 1,372	Combustión directa
Petróleo (Fuel Oil)	750	547 – 935	Combustión directa
Gas Natural (NGCC)	500	362 – 891	Combustión directa
Biomasa (Sistemas diversos)	45 – 200	10 – 101	Combustión directa
Geotermia (Flash)	43	20 – 106	Gases no condensables
Solar Fotovoltaica (PV)	43	11 – 85	Fabricación de paneles
Geotermia (EGS)	36	32 – 47	Perforación y completación
Geotermia (Binaria)	<15	10 – 35	Producción
Solar Concentrada (CSP)	28	22 – 42	Fabricación de paneles
Hidroeléctrica	24	2 – 237	Construcción de embalse
Eólica (Onshore)	12	6 – 124	Fabricación e instalación
Energía Nuclear	5-12	2 – 130	Ciclo del combustible nuclear

Tabla 1. **Comparación de intensidades de emisiones de CO2 equivalente (gCO_2eq/kWh) por fuente de energía a lo largo del ciclo de vida, incluyendo valores medianos, rangos de variabilidad y principales fuentes de emisión. Nótese la ventaja comparativa de sistemas geotérmicos y renovables frente a fuentes fósiles. Sobre datos de IPCC (2022); IEA (2023, 2024).**

Metodología

La investigación se desarrolló mediante revisión bibliográfica especializada, análisis comparativo de antecedentes internacionales e integración de experiencia técnica derivada de trabajos y estudios previos realizados por los autores en geotermia, caracterización del subsuelo y sistemas energéticos asociados. El enfoque metodológico se orientó a discutir críticamente emisiones de CO_2, riesgos geológicos y estrategias de mitigación en sistemas geotérmicos, considerando su potencial aplicación en el contexto argentino.

Para ello se utilizaron publicaciones científicas nacionales e internacionales, reportes institucionales y documentos técnicos elaborados por organismos internacionales vinculados a energía y cambio climático, entre ellos IPCC (2022), IEA (2021, 2022, 2023, 2024) y REN21 (2023, 2025). Asimismo, se consideraron trabajos de referencia sobre geotermia, análisis de ciclo de vida (Life Cycle Assessment, LCA), sismicidad inducida, gestión de reservorios y evaluación ambiental (Tester et al. 2006; Majer et al. 2007; DiPippo 2016; Shortall et al. 2015; Fridriksson et al. 2017; Ellsworth 2013; Stinco y Barredo

2014; entre otros), complementados con antecedentes técnicos y experiencias regionales vinculadas a exploración hidrocarburífera y desarrollo geotérmico.

La evaluación ambiental se abordó mediante un enfoque conceptual de análisis de ciclo de vida, considerando las principales etapas del desarrollo geotérmico: exploración, perforación, construcción de instalaciones superficiales, operación y cierre del proyecto. Sobre esta base se compararon intensidades de emisiones reportadas para diferentes tecnologías energéticas con el objetivo de contextualizar el desempeño ambiental relativo de la geotermia.

La evaluación de riesgos geológicos y ambientales se efectuó mediante matrices cualitativas y semicuantitativas de probabilidad-impacto (P-I), desarrolladas a partir de evaluación experta y adaptación de metodologías internacionales aplicadas en proyectos geotérmicos y energéticos. Estas matrices no representan cálculos probabilísticos absolutos, sino herramientas comparativas destinadas a priorizar riesgos y discutir requerimientos de monitoreo, control y mitigación.

La probabilidad de ocurrencia fue clasificada en cinco categorías (muy baja, baja, media, alta y muy alta) considerando antecedentes operacionales, recurrencia reportada, complejidad operacional y condiciones geológicas favorables para el desarrollo de cada evento. El impacto fue definido mediante cinco niveles de criticidad (muy bajo a crítico), evaluando efectos potenciales sobre la integridad del reservorio, la seguridad operativa, el ambiente, la continuidad del proyecto y la aceptación social.

La construcción de las matrices se basó principalmente en antecedentes metodológicos y experiencias reportadas por Majer et al. (2007), Kaya et al. (2011), Shortall et al. (2015), Fridriksson et al. (2017), IEA (2022) e IPCC (2022), adaptadas al contexto geológico argentino considerando sistemas volcánicos andinos y cuencas sedimentarias profundas con potencial geotérmico y sobre los trabajos regionales de los autores (Barredo y Stinco 2010).

Finalmente, el análisis fue complementado mediante interpretación geológica regional y discusión de escenarios potenciales de aplicación en Argentina, integrando antecedentes provenientes de la exploración hidrocarburífera, estudios geotérmicos regionales y experiencias internacionales de gestión de riesgos y mitigación de emisiones.

Marco geológico de la geotermia

La energía geotérmica corresponde al calor almacenado en el interior de la Tierra y constituye una fuente energética renovable a escala geológica (Dickson y Fanelli 2004). Este calor proviene principalmente del calor residual asociado a la formación del planeta y de la desintegración radiactiva de elementos como uranio, torio y potasio presentes en la corteza terrestre (Barbier 2002; Dickson y Fanelli 2004).

El flujo térmico terrestre se estima en aproximadamente 44–47 TW, valor que supera ampliamente el consumo energético global actual (Pollack et al. 1993; Tester et al. 2006; Jaupart et al. 2007; Blodgett y Slack 2009). Este flujo se transmite hacia la superficie mediante conducción y convección, generando gradientes geotérmicos promedio del orden de 25–30 °C/km, aunque dichos valores pueden variar significativamente según el contexto tectónico y las propiedades térmicas de las rocas (Moeck 2014).

Los recursos geotérmicos económicamente explotables para generación eléctrica suelen concentrarse en regiones con elevado flujo térmico o donde existen sistemas hidrotermales capaces de transportar calor hacia profundidades accesibles para la perforación (Dickson y

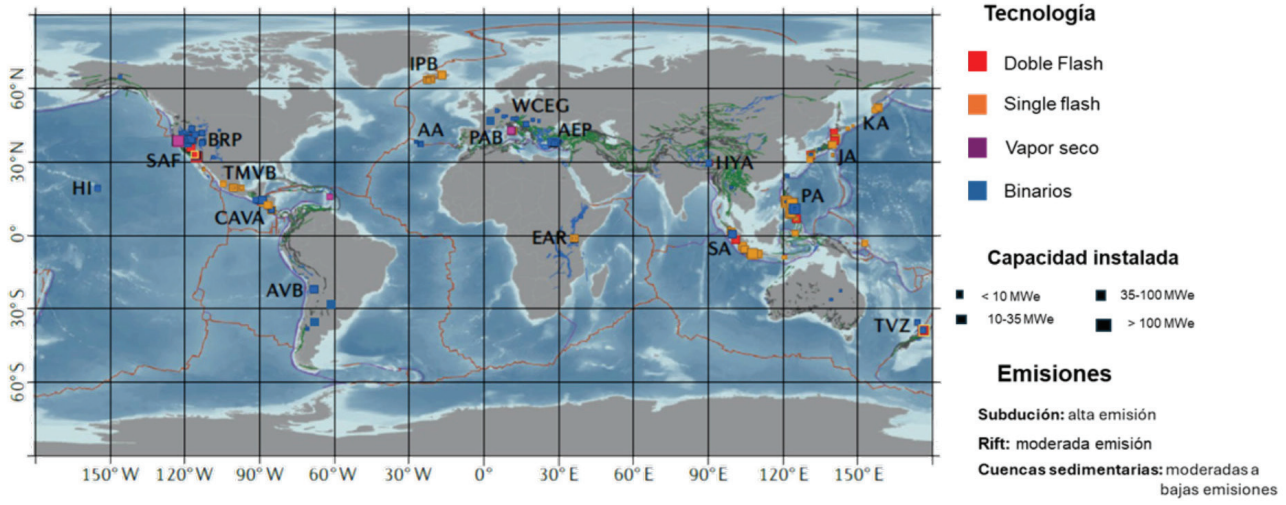
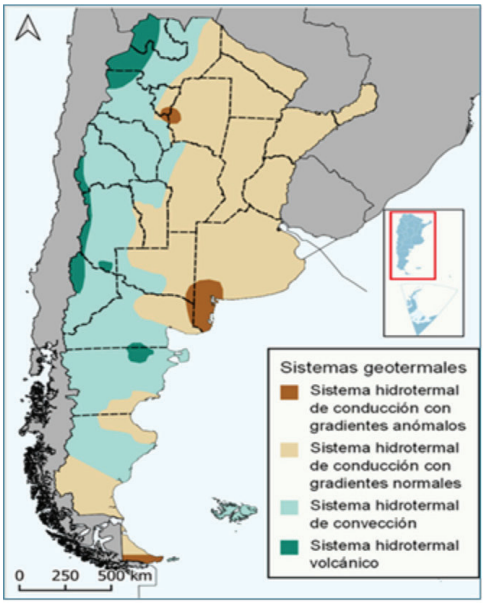


Figura 1. **Distribución global de plantas geotérmicas en relación con distintos ambientes tectónicos (modificado de Jolie et al. 2021). El tamaño de los cuadrados es proporcional a la capacidad de generación eléctrica instalada. La distribución evidencia la asociación de los principales desarrollos geotérmicos tanto con ambientes tectónicamente activos como con cuencas sedimentarias de intraplaca. Las emisiones tienden a ser mayores en sistemas vinculados a márgenes subductivos y magmatismo activo, y menores en sistemas sedimentarios no asociados a volcanismo reciente. Hi: archipiélago de Hawái; SAF: zona de la falla de San Andrés; CAVA: arco volcánico centroamericano; TMVB: cinturón volcánico transmexicano; BRP: provincia de cuencas y cordilleras; AVB: cinturón volcánico andino; AA: archipiélago de las Azores; IPB: límite de la placa de Islandia; PAB: cinturón preapenino; WCEG: sistemas geotérmicos de Europa occidental; AEP: provincia extensional del Egeo; EAR: fosa tectónica del África Oriental; SA: arco de Sunda; HAY: Himalaya; PA: arco filipino; JA: sistema del arco japonés; KA: arco de las Kuriles; TVZ: zona volcánica de Taupo.**



Campo / Área geotérmica	Provincia	Contexto geológico	Tipo de sistema	Estado de desarrollo	Potencial estimado
Copahue	Neuquén	Arco volcánico andino asociado a subducción	Hidrotermal de alta entalpía	Planta piloto binaria (0,67 MWe) y estudios avanzados	~30–40 MWe
Domuyo	Neuquén	Complejo volcánico cuaternario con fuerte actividad hidrotermal	Alta entalpía	Exploración geológica y geoquímica	Potencial significativo (no desarrollado)
Tuzgle	Jujuy	Altiplano-Puna volcánica	Hidrotermal	Estudios geológicos y geofísicos	Potencial eléctrico moderado
Tocomar	Salta	Sistema volcánico de la Puna	Hidrotermal	Exploración inicial	Potencial regional
Rosario de la Frontera	Salta	Sistema termal asociado a fallamiento regional	Baja a media entalpía	Uso termal	Uso directo del calor
Cerro Blanco / Fiambalá	Catamarca	Complejos volcánicos andinos	Hidrotermal	Estudios preliminares	Potencial en evaluación

Figura 2. **Principales áreas geotérmicas de Argentina, su potencial energético y el estado de desarrollo. Modificado de Pesce (2013), Gutiérrez-Negrín et al. (2015); SEGEMAR (2019); IGN (2025).**

Fanelli 2004; Moeck 2014; Jolie et al. 2021). Estos ambientes incluyen zonas de subducción, sistemas de rift continental, regiones volcánicas activas y cuencas sedimentarias, tanto asociadas a márgenes activos como a contextos de intraplaca (Fig. 1).

En Argentina, las áreas de mayor potencial geotérmico se encuentran principalmente asociadas al arco volcánico andino, donde la actividad magmática reciente y el elevado flujo térmico favorecen el desarrollo de reservorios hidrotermales de alta temperatura (Chiodi et al. 2020; Lindsey et al. 2020). Entre los campos más estudiados se destacan Copahue y Domuyo, en la provincia de Neuquén, donde se han identificado manifestaciones hidrotermales superficiales, elevados gradientes geotérmicos y reservorios de alta entalpía (Varekamp et al. 2001; Pesce 2013; Barcelona et al. 2014; Tassi et al. 2016) (Fig. 2).

Otros sistemas relevantes se localizan en el Altiplano-Puna del noroeste argentino, donde el volcanismo cuaternario y la presencia de grandes complejos volcánicos generan condiciones favorables para la circulación de fluidos hidrotermales profundos. Entre ellos se destacan Tuzgle y Tocomar, en la provincia de Salta, caracterizados por manifestaciones termales, campos fumarólicos y evidencias geofísicas de reservorios de alta temperatura (Pesce 2013; Chiodi et al. 2020; entre otros). Asimismo, el sistema geotérmico asociado al complejo volcánico Cerro Blanco, en Catamarca, presenta anomalías térmicas y manifestaciones hidrotermales que sugieren un significativo potencial geotérmico (Montero López et al. 2010; SEGEMAR 2019) (Fig. 2).

Además de los sistemas volcánicos, diversas cuencas sedimentarias argentinas presentan gradientes geotérmicos elevados y extensas bases de datos del subsuelo obtenidas durante décadas de exploración hidrocarburífera (Sigismondi 2012). Cuencas como la Neuquina, Cuyana y Golfo San Jorge podrían ofrecer oportunidades para el desarrollo de proyectos geotérmicos de media entalpía, así como para la reutilización de infraestructura existente, incluyendo pozos maduros y datos geológicos y geofísicos previamente adquiridos (Barredo y Stinco 2017; Vela García et al. 2023).

Emisiones de CO_2 en sistemas geotérmicos

Las emisiones de dióxido de carbono (CO_2) en sistemas geotérmicos presentan características particulares respecto de otras tecnologías energéticas, ya que no se originan principalmente en procesos de combustión, sino en la liberación de gases naturalmente presentes en el subsuelo.

Estas emisiones pueden clasificarse en directas e indirectas. Las emisiones directas corresponden principalmente a gases no condensables (NCG) disueltos en los fluidos geotérmicos y liberados durante la producción debido a la disminución de presión en superficie. El CO_2 constituye generalmente el componente dominante, acompañado en menor proporción por H_2S, CH_4 y otros compuestos volátiles (Bloomfield et al. 2003; DiPippo 2016). En contraste, las emisiones indirectas se asocian principalmente a las etapas de exploración, perforación y construcción de infraestructura (Fridriksson et al. 2017).

El origen y magnitud de las emisiones dependen fuertemente del contexto geológico. En sistemas asociados a arcos volcánicos y ambientes magmáticos —como los presentes en el arco andino argentino— el CO_2 proviene principalmente de procesos de desgasificación magmática y metamorfismo de carbonatos, pudiendo generar concentraciones relativamente elevadas de gases en los fluidos geotérmicos (Nicholson 1993; Moeck 2014). En contraste, en cuencas sedimentarias o contextos no volcánicos, el contenido de CO_2 suele ser menor y está más vinculado a procesos diagenéticos o disolución de minerales carbonáticos.

La tecnología de conversión energética también ejerce un control importante sobre las emisiones. Las plantas de vapor seco y tipo flash favorecen la liberación de

Fase de Ciclo de Vida	Geotermia (Flash/Binaria)	Combustibles Fósiles (Carbón/Gas)	Solar/Eólica
Upstream (Materiales y Construcción)	Significativa (perforación y acero)	Menor con relación al total	Dominante (fabricación)
Operación (Combustión Directa)	Baja a Nula (según ciclo)	Extrema (80-90% del total)	Nula
Operación (No Combustión/Mantenimiento)	Variable (Gases NCG)	Significativa (fugitivas)	Mínima
Downstream (Desmantelamiento)	Muy baja	Significativa (residuos)	Moderada (reciclaje)

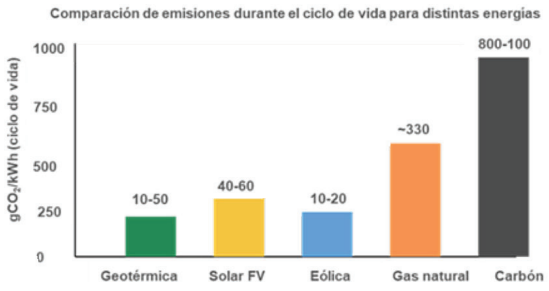


Figura 3. **Comparación de las emisiones de CO_2 a lo largo del ciclo de vida de la energía geotérmica y otras tecnologías de generación de electricidad. Los sistemas geotérmicos suelen presentar emisiones de entre 10 y 50 g de CO_2/kWh, un valor significativamente inferior al de las tecnologías basadas en combustibles fósiles, como el gas natural (~330 g de CO_2/kWh) y el carbón (800-1000 g de CO_2/kWh). Tomado de: Fridriksson et al. (2017), IPCC (2022), IEA (2022) y REN21 (2025).**

gases no condensables a la atmósfera durante la expansión de los fluidos geotérmicos, pudiendo alcanzar emisiones relativamente elevadas en casos extremos como Larderello (Fridriksson et al. 2017; IPCC 2022). Por el contrario, los sistemas binarios tipo ORC/Kalina operan mediante circuitos cerrados con reinyección de fluidos, lo que reduce significativamente las emisiones directas (DiPippo 2016; Kuhn et al. 2014; Wiemer et al. 2017).

Los Sistemas Geotérmicos Mejorados (Enhanced Geothermal Systems, EGS) suelen presentar bajas emisiones directas de CO_2 debido a la circulación de fluidos en sistemas cerrados y reservorios estimulados con limitada interacción con fuentes naturales de gases (Tester et al. 2006; Fridleifsson et al. 2008). Sin embargo, la intensidad total de emisiones puede variar según la profundidad de perforación, la energía requerida para estimulación hidráulica, el origen de la energía utilizada durante las operaciones y las características geoquímicas del reservorio (Breede et al. 2013; Fridriksson et al. 2017).

En conjunto, la intensidad de emisiones en sistemas geotérmicos resulta de la interacción entre factores geológicos, contenido de gases no condensables y tecnología de generación utilizada. Aun considerando esta variabilidad, la geotermia mantiene una intensidad de carbono significativamente menor que las tecnologías fósiles, consolidándose como una alternativa energética de bajas emisiones dentro de las estrategias de descarbonización.

Desempeño ambiental y ciclo de vida

El análisis de ciclo de vida (Life Cycle Assessment, LCA) constituye una herramienta ampliamente utilizada para evaluar integralmente los impactos ambientales asociados a sistemas geotérmicos, considerando tanto emisiones directas como indirectas a lo largo de todas las etapas del proyecto (Shortall et al. 2015; Fridriksson et al. 2017; Mutia et al. 2021; IPCC 2022). En la Figura 3 se muestran las emisiones para cada etapa de diferentes proyectos de energías renovables.

En términos generales, las mayores contribuciones a la huella de carbono se concentran en las etapas de perforación y construcción, debido al elevado consumo energético y al uso de materiales industriales como acero y cemento (Fridriksson et al. 2017; Bayer et al. 2020). En contraste, durante la operación los impactos ambientales suelen ser relativamente bajos, aunque pueden persistir emisiones locales asociadas al manejo de fluidos, gases no condensables y consumo de agua.

En conjunto, los estudios de LCA muestran que la energía geotérmica presenta una intensidad de carbono significativamente menor que las tecnologías fósiles cuando se considera el sistema completo, reforzando su potencial dentro de las estrategias de transición energética (Fridriksson et al. 2017; IPCC 2022; IEA 2023).

Riesgos y gestión del subsuelo

Los riesgos geológicos de un proyecto geotérmico están resumidos en la Figura 4. Dentro de ellos, la explotación implica modificaciones en las condiciones de presión, temperatura y circulación de fluidos en el subsuelo, lo que puede generar distintos riesgos geológicos y ambientales asociados a la dinámica del reservorio y a la interacción entre fluidos, rocas y estructuras tectónicas (Majer et al. 2007; Ellsworth 2013; Moeck 2014; Shortall et al. 2015). Desde el punto de vista geomecánico, muchos de estos procesos están asociados a modificaciones en el estado de esfuerzos efectivos del reservorio generadas por cambios de presión de poro, variaciones térmicas y circulación de fluidos reactivos. Estos mecanismos pueden inducir deformación de la roca, reactivación de discontinuidades preexistentes, cambios en la permeabilidad y alteraciones en la integridad mecánica del sistema roca-pozo, particularmente en ambientes naturalmente fracturados o sometidos a altos gradientes térmicos (Zoback 2007; Jaeger et al. 2007; Fjaer et al. 2008; Rutqvist et al. 2016).

Los principales riesgos asociados al desarrollo geotérmico incluyen sismicidad inducida, subsidencia, migra-



Figura 4. **Esquema conceptual de los principales riesgos geológicos asociados al desarrollo de sistemas geotérmicos durante las etapas de exploración, perforación, operación y reinyección. Se destacan procesos vinculados a incertidumbre geológica, integridad de pozos, interacción con acuíferos, sismicidad inducida, migración de gases y reactivación de fallas.**

ción de fluidos o gases e integridad de pozos, todos vinculados a modificaciones de presión, temperatura y circulación de fluidos en el subsuelo durante la explotación del reservorio (Majer et al. 2007; Ellsworth 2013; Moeck 2014; Shortall et al. 2015). En el contexto de la descarbonización, adquiere especial relevancia la liberación de gases no condensables, principalmente CO_2, contenidos naturalmente en los fluidos geotérmicos (DiPippo 2016; Fridriksson et al. 2017).

La liberación de CO_2 puede producirse durante la producción en superficie, por migración a través de fallas y fracturas o mediante fugas asociadas a problemas de integridad de pozos. Entre estos mecanismos, la emisión en superficie constituye el proceso más frecuente, mientras que la migración de fluidos y las fugas suelen presentar menor probabilidad cuando existen sellos geológicos efectivos y adecuados diseños de pozo. Por su parte, la sismicidad inducida y la subsidencia están principalmente asociadas a cambios de presión vinculados a extracción o reinyección de fluidos (Zoback 2007).

La evaluación de estos riesgos se realizó mediante matrices cualitativas y semi-cuantitativas de probabilidad–impacto (P–I), desarrolladas a partir de los trabajos profesionales de los autores e integración de antecedentes internacionales sobre gestión de riesgos geotérmicos (Majer et al. 2007; Kaya et al. 2011; Shortall et al. 2015; Fridriksson et al. 2017; IPCC 2022). La probabilidad fue clasificada en cinco categorías —muy baja a muy alta— considerando recurrencia reportada, complejidad operacional y condiciones geológicas favorables para la ocurrencia de cada evento. El impacto se definió mediante cinco niveles de criticidad —muy bajo a crítico— evaluando efectos potenciales sobre el reservorio, la seguridad operativa, el ambiente y la aceptación social.

Tal como se observa en las Tablas 2 y 3, los sistemas geotérmicos presentan un perfil ambiental particular caracterizado por bajas emisiones de carbono y riesgos del subsuelo que requieren monitoreo y gestión activa. En este contexto, la reinyección constituye un elemento clave para el mantenimiento de presión, la mitigación de emisiones y el control geomecánico del reservorio, aunque variaciones locales de presión y temperatura pueden favorecer la reactivación de fallas preexistentes (Zoback 2007; Rutqvist et al. 2016).

En Argentina, la evaluación de riesgos debe considerar diferencias geológicas significativas entre sistemas volcánicos andinos y cuencas sedimentarias. En ambientes volcánicos, como Copahue, predominan desafíos asociados a fluidos geoquímicamente agresivos y gases no condensables, mientras que en cuencas sedimentarias adquieren mayor relevancia la interacción con acuíferos, la integridad de pozos y la reutilización de infraestructura hidrocarburífera. En este sentido, la experiencia acumulada en exploración hidrocarburífera y minera constituye una base importante para reducir incertidumbre y fortalecer la caracterización y gestión del subsuelo en futuros proyectos geotérmicos.

En conjunto, los sistemas geotérmicos presentan un perfil ambiental favorable caracterizado por bajas emisiones de CO_2 y riesgos del subsuelo generalmente gestionables mediante monitoreo y control adecuados. Esto refuerza su potencial como componente estratégico dentro de las políticas de descarbonización del sector energético.

Estrategias de mitigación

Estrategias generales de mitigación

Las estrategias de mitigación en sistemas geotérmicos se orientan principalmente a reducir emisiones de CO_2 y controlar riesgos asociados a la dinámica del subsuelo mediante integración de soluciones tecnológicas, prácticas operativas y monitoreo continuo (DiPippo 2016; Fridriksson et al. 2017).

La reinyección de fluidos constituye una de las herramientas más efectivas para limitar emisiones de gases no condensables y mantener la estabilidad del reservorio (Kaya et al. 2011; Axelsson et al. 2015). Además de contribuir al mantenimiento de presión y reducción de subsidencia, favorece la disolución de gases en el fluido reinyectado, disminuyendo su liberación a la atmósfera. Sin embargo, la reinyección también puede generar enfriamiento local del reservorio y modificaciones termo-hidro-mecánicas asociadas a cambios de presión, contracción térmica y redistribución de esfuerzos, particularmente en sistemas naturalmente fracturados o sometidos a elevados gradientes térmicos (Grant y Bixley 2011; Rutqvist et al. 2013; Jeanne et al. 2015). En sistemas modernos de ciclo binario y sistemas cerrados de intercambio térmico, la reinyección completa forma parte

Probabilidad	Impacto				
	1 muy bajo	2 bajo	3 moderado	4 alto	5 crítico
5 Muy alta		Pequeños escapes de vapor			
4 Alta		Emisión de CO2 en la perforación Incremento del OPEX	Pérdida de circulación Fallas en las turbinas	Fallas de reservorios (descenso de P, etc.)	
3 Media		Ruidos operacionales	Emisiones residuales a lo largo del ciclo de vida Integridad de pozos Perforación compleja Scalin/corrosión	Interferencia Térmica Impacto e la estimulación Aceptación social	Sismicidad inducida Fugas en fallas Reinyección Agotamiento del recurso
2 Baja		Impacto visual		Subsidencia Interferencia aquíferos Emisiones CO2/H2S	Accidente mayor/ explosión
1 Muy baja			Fuga térmica/química	Modelo conceptual erróneo	

Monitoreo sugerido · Monitoreo necesario · Medidas de control · Mitigación obligatoria

Tabla 2. **Matriz de riesgo cualitativa (Probabilidad - Impacto) aplicada a sistemas geotérmicos que integra riesgos geológicos, operacionales y ambientales a lo largo del ciclo de vida del proyecto. Se destacan riesgos críticos como la sismicidad inducida asociada a la estimulación hidráulica, las emisiones de gases no condensables (CO_2, H_2S), la gestión del reservorio mediante reinyección y los procesos de corrosión e incrustación que afectan la integridad de los pozos. Asimismo, se incorporan factores socioambientales, como la aceptación social, que condicionan la viabilidad del desarrollo geotérmico. La clasificación en zonas (bajo, moderado, alto y muy alto) define el nivel de monitoreo, control o mitigación requerido. Matriz confeccionada sobre datos de: Kaya et al. (2011), IEA (2022), Ellsworth (2013), Majer et al. (2007), Fridriksson et al. (2017) y IPCC (2022).**

Probabilidad	Impacto				
	1 muy bajo	2 bajo	3 moderado	4 alto	5 crítico
5 Muy alta			Interacción con acuíferos		
4 Alta		Sismicidad inducida	Migración de gases (CO_2, H_2S) a través de fallas	Aporte de CO_2 magmático / gases profundos	
3 Media		Subsidencia	Reutilización de pozos: integridad y compatibilidad	Integridad de pozos	
2 Baja				Emisiones de CO2	
1 Menor					

Tabla 3. **Matriz de probabilidad–impacto (P–I) aplicada a sistemas geotérmicos en el contexto argentino que integra factores geológicos, operacionales y ambientales. Se destacan riesgos asociados a procesos subsuperficiales, como la sismicidad inducida, la migración de gases y la integridad de pozos, los cuales dominan la criticidad del sistema frente a las emisiones de CO_2, generalmente bajas en comparación con fuentes fósiles. Asimismo, se incorporan condiciones específicas del país, como el control magmático en sistemas andinos y la reutilización de infraestructura hidrocarburífera. La clasificación en niveles de riesgo define los requerimientos de monitoreo, control y mitigación durante el ciclo de vida del proyecto. Referencias de colores en la Tabla 2. Matriz confeccionada sobre datos de: (Pesce 2013), Conde Serra y Johanis (2021), Vela García et al. (2023), Viramonte et al. (2024); Kaya et al. (2011), IEA (2022), Ellsworth (2013), Majer et al. (2007), Fridriksson et al. (2017) y IPCC (2022).**

de las prácticas operativas estándar (Kuhn et al. 2014).

En sistemas con elevado contenido de gases pueden aplicarse tecnologías de abatimiento y captura de carbono. Entre los casos más representativos se destaca el proyecto CarbFix (Islandia), donde el CO_2 es disuelto en agua e inyectado en basaltos, promoviendo su mineralización en carbonatos estables (Matter et al. 2016; Snæbjörnsdóttir et al. 2020).

La mitigación de riesgos geológicos se apoya principalmente en sistemas de monitoreo continuo, incluyendo redes microsísmicas y protocolos tipo Traffic Light System, que permiten ajustar condiciones operativas según el comportamiento del reservorio (Majer et al. 2007; Evans et al. 2012).

Aplicación en el contexto argentino

En Argentina, las estrategias de mitigación deben adaptarse a la coexistencia de sistemas volcánicos andinos y cuencas sedimentarias maduras. En ambientes volcánicos, como Copahue, adquieren relevancia el monitoreo geoquímico, la vigilancia volcánica y el diseño de infraestructura resiliente frente a eventos eruptivos y alteraciones de fluidos.

En cuencas sedimentarias, los principales desafíos se vinculan a migración de gases, interacción con acuíferos e integridad de pozos, especialmente en áreas con infraestructura hidrocarburífera preexistente. En estos casos, resultan fundamentales las evaluaciones de integridad mecánica, monitoreo de cementación y control hidráulico mediante herramientas como el CBL (Cement Bond Log, o registro de adherencia del cemento) y/o VDL (Variable Density Log, o registro de densidad variable de onda acústica), junto con un seguimiento de presión anular. Ambas herramientas son fundamentales en proyectos geotérmicos y de almacenamiento de CO_2, ya que permiten verificar la integridad del pozo, especialmente cuando se busca evitar: migración de gases, comunicación entre acuíferos o fugas de fluidos.

La reutilización de pozos petroleros representa una oportunidad potencial para el desarrollo geotérmico, aunque requiere evaluaciones técnicas y ambientales específicas orientadas a verificar condiciones mecánicas, corrosión, calidad del cemento y posibles pasivos ambientales.

En conjunto, la experiencia acumulada en exploración hidrocarburífera, monitoreo del subsuelo y gestión de reservorios proporciona una base técnica importante para la implementación de proyectos geotérmicos y estrategias de mitigación en Argentina.

Discusión

Los antecedentes analizados en este trabajo muestran que la energía geotérmica representa una alternativa de baja intensidad de carbono cuyo desempeño ambiental depende de la interacción entre factores geológicos, tecnológicos y operativos. A diferencia de las tecnologías fósiles, donde el principal impacto ambiental está asociado a las emisiones de carbono, en geotermia adquieren especial relevancia los procesos vinculados a la dinámica del subsuelo y a la gestión del reservorio.

Las emisiones de CO_2 presentan una marcada variabilidad entre distintos sistemas geotérmicos debido al control ejercido por el contexto geológico, particularmente por el contenido de gases no condensables y la presencia de actividad magmática. Asimismo, el análisis de ciclo de vida evidencia que una parte significativa de la huella de carbono puede concentrarse en etapas tempranas del proyecto, especialmente durante perforación y desarrollo del reservorio.

En paralelo, la explotación geotérmica puede generar riesgos asociados a sismicidad inducida, subsidencia, migración de fluidos y problemas de integridad de pozos. Entre ellos, la sismicidad inducida constituye uno de los aspectos de mayor sensibilidad pública, particularmente en proyectos EGS. Casos internacionales como Basilea (Suiza), St. Gallen (Suiza) y Pohang (Corea del Sur) evidencian que incluso eventos sísmicos moderados pueden afectar significativamente la aceptación social y la continuidad operativa de los proyectos geotérmicos (Majer et al. 2007; Ellsworth 2013; Grigoli et al. 2018).

En este contexto, la denominada "licencia social para operar" adquiere una relevancia comparable a la factibilidad técnica y económica. La experiencia internacional muestra que la transparencia en la comunicación de riesgos, el monitoreo continuo y la participación temprana de las comunidades constituyen elementos centrales para la viabilidad de los proyectos.

Las estrategias de mitigación analizadas indican que existe un importante potencial para reducir tanto emisiones como riesgos geológicos mediante reinyección de fluidos, monitoreo geomecánico y utilización de sistemas

cerrados de intercambio térmico. Asimismo, desarrollos como CarbFix muestran que la integración entre geotermia y tecnologías de captura y mineralización de carbono podría contribuir a reducir significativamente las emisiones netas e incluso alcanzar balances negativos de carbono en esquemas híbridos específicos de CCS/mineralización (Matter et al. 2016; Snæbjörnsdóttir et al. 2020).

En Argentina, la coexistencia de sistemas volcánicos andinos y cuencas sedimentarias profundas genera escenarios geotérmicos con riesgos y desafíos diferenciados. Mientras que en ambientes volcánicos predominan procesos asociados a gases magmáticos y actividad geodinámica, en cuencas sedimentarias adquieren mayor relevancia la integridad de pozos, la migración de gases y la interacción con acuíferos. En este sentido, la experiencia acumulada por la industria hidrocarburífera representa una ventaja importante para reducir incertidumbre exploratoria y fortalecer la gestión del subsuelo.

No obstante, el desarrollo geotérmico en Argentina continúa condicionado por limitaciones regulatorias, económicas y tecnológicas. En consecuencia, los resultados presentados deben interpretarse como una discusión técnico-conceptual integradora basada en antecedentes internacionales y experiencia regional, más que como una evaluación cuantitativa específica de desempeño o riesgo. Desde esta perspectiva, la geotermia puede constituir una herramienta relevante dentro de las estrategias de transición energética, siempre que el diseño y operación de los proyectos integren de manera explícita el balance entre reducción de emisiones y gestión de riesgos del subsuelo.

Conclusiones

Los antecedentes analizados en este trabajo indican que la energía geotérmica representa una alternativa de baja intensidad de carbono con potencial para contribuir a las estrategias de transición energética. Su desempeño ambiental depende de la interacción entre factores geológicos, tecnológicos y operativos, particularmente del contexto del reservorio, el contenido de gases no condensables y las tecnologías de conversión energética utilizadas.

El análisis de ciclo de vida muestra que una parte importante de las emisiones asociadas a proyectos geotérmicos se concentra en etapas tempranas, principalmente durante perforación y construcción, mientras que durante la operación las emisiones tienden a ser relativamente bajas. Estas pueden reducirse mediante reinyección de fluidos, sistemas cerrados de intercambio térmico y tecnologías de control y tratamiento de gases.

Asimismo, la explotación geotérmica puede generar riesgos asociados a sismicidad inducida, migración de fluidos, subsidencia e integridad de pozos, cuya magnitud y criticidad dependen fuertemente del contexto geológico y de las prácticas de operación y monitoreo implementadas. En este sentido, la revisión de antecedentes internacionales evidencia que la sostenibilidad de los proyectos geotérmicos requiere integrar explícitamente



gestión del subsuelo, monitoreo ambiental y aceptación social.

En Argentina, la coexistencia de sistemas volcánicos andinos y cuencas sedimentarias profundas configura escenarios geotérmicos con desafíos y oportunidades diferenciados. La disponibilidad de información del subsuelo e infraestructura proveniente de la industria hidrocarburífera constituye una ventaja potencial para reducir incertidumbre exploratoria y fortalecer futuros desarrollos geotérmicos.

Los resultados presentados deben interpretarse como una revisión técnico-conceptual integradora basada en antecedentes científicos internacionales y experiencia regional, más que como una evaluación cuantitativa específica de desempeño o riesgo. Desde esta perspectiva, la geotermia puede representar una herramienta relevante dentro de las estrategias de descarbonización, siempre que los proyectos incorporen enfoques integrados de gestión geológica, tecnológica, ambiental y regulatoria.

Líneas futuras de investigación en Argentina

Las futuras líneas de investigación deberían orientarse al desarrollo de enfoques integrados de caracterización del subsuelo, modelado de reservorios y evaluación de riesgos geológicos y ambientales. En particular, la aplicación de modelos acoplados térmico-hidráulico-mecánico-químicos (THMC) podría contribuir a mejorar la comprensión de la evolución de reservorios geotérmicos durante su explotación.

Asimismo, la reutilización de pozos petroleros y el aprovechamiento de bases de datos generadas por la industria hidrocarburífera representan oportunidades potenciales para acelerar el desarrollo geotérmico en cuencas sedimentarias argentinas. Finalmente, resulta relevante profundizar investigaciones vinculadas a sistemas híbridos que integren geotermia con captura y mineralización de carbono, producción de hidrógeno y aprovechamiento energético asociado a recursos mineros estratégicos.

Referencias

Axelsson, G., Stefánsson, V. y Björnsson, G., 2015. Sustainable management of geothermal resources. Proceedings World Geothermal Congress.

Barbier, E., 2002. Geothermal energy technology and current status: An overview. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 6(1–2), 3–65. https://doi.org/10.1016/S1364-0321(02)00002-3.

Barcelona, H., Favetto, A., Peralta, S. y Rossello, E., 2014. Magnetotelluric exploration of the Copahue geothermal system, Argentina. Geothermics, 51, 191–203.

Barredo, S.P. y Stinco, L.P., 2010. Geodinámica de las cuencas sedimentarias: Su Importancia en la localización de sistemas petroleros en Argentina. Revista Petrotecnia. Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG) (2): 48-68. ISSN 0031-6598.

Barredo, S.P. y Stinco, L.P., 2017. Energía geotérmica aplicada en pozos petroleros. XX Congreso Geológico Argentino. Actas electrónicas: ST12: 31-33. Tucumán.

Bayer, P., Rybach, L., Blum, P. y Brauchler, R., 2020. Review on life cycle environmental effects of geothermal power generation. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 26, 446–463.

Bloomfield, K., Moore, J. y Neilson, R., 2003. Geothermal energy reduces greenhouse gases. Geothermal Resources Council Bulletin, 32, 77-79.

Blodgett, L. y Slack, K., 2009. Geothermal energy: Clean power from the Earth's heat. Renewable Energy World / Energy Pulse.

Breede, K., Dzebisashvili, K., Liu, X. y Falcone, G., 2013. A systematic review of EGS. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 30, 133-144.

Chiodi, A. L., Filipovich, R. E., Esteban, C. L., Pesce, A. H. y Stefanini, V. A., 2020. Geothermal Country Update of Argentina: 2015-2020. Proceedings World Geothermal Congress 2020, Reykjavik, Iceland, April 26 – May 2, 2020.

Conde Serra, A., Johanis, P., 2021. Geotermia en Argentina: Estado áreas de interés, potencial. SEGEMAR: pp. 6-13.

Dickson, M. H. y Fanelli, M., 2004. What is geothermal energy? International Geothermal Association, 20 páginas.

DiPippo, R., 2016. Geothermal power plants: Principles, applications, case studies and environmental impact (4th ed.). Butterworth-Heinemann, 960 páginas.

Ellsworth, W. L., 2013. Injection-induced earthquakes. Science, 341(6142), 1225942. https://doi.org/10.1126/science.1225942.

Energy Institute, 2023. Statistical review of world energy 2023. Energy Institute. https://www.energyinst.org/statistical-review.

Evans, K., Zappone, A., Kraft, T., Deichmann, N. y Moia, F., 2012. Induced seismicity and EGS. Geothermics, 41, 30-54.

Fjaer, E., Holt, R. M., Horsrud, P., Raaen, A. M. y Risnes, R., 2008. Petroleum related rock mechanics (2nd ed.). Elsevier, 514 páginas.

Fridleifsson, I. B., Bertani, R., Huenges, E., Lund, J., Ragnarsson, A. y Rybach, L., 2008. The possible role and contribution of geothermal energy to the mitigation of climate change.

Fridriksson, T., Merino, A., Orucu, A., y Audinet, P., 2017. Greenhouse gas emissions from geothermal power production. Energy Policy, 102, 372-380.

Grant, M. A. y Bixley, P. F., 2011. Geothermal reservoir engineering (2nd ed.). Academic Press, 359 páginas.

Gutiérrez-Negrín, L. C. A., Maus, S. y Quijano-León, J. L. (2015). Geothermal energy in Latin America: Perspectives and challenges. Renewable Energy, 83, 289–301. https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.04.004

International Energy Agency (IEA), 2021. Net zero by 2050: A roadmap for the global energy sector. IEA. https://doi.org/10.1787/c8328405-en

International Energy Agency (IEA), 2022. World energy outlook 2022. IEA. https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022.

International Energy Agency (IEA), 2023. World energy outlook 2023. IEA. https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023.

International Energy Agency (IEA), 2024. World energy outlook 2024. IEA. https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024

Instituto Geográfico Nacional (IGN), 2025. Mapa geotérmico de la República Argentina.

Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), 2011. IPCC special report on renewable energy sources and climate change mitigation. Cambridge University Press.

Jaeger, J. C., Cook, N. G. W. y Zimmerman, R., 2007. Fundamentals of rock mechanics (4th ed.). Blackwell Publishing, 475 páginas.

Jaupart, C., Labrosse, S. y Mareschal, J. C., 2007. Temperatures, heat and energy in the mantle of the Earth. In G. Schubert (Ed.), Treatise on Geophysics (Vol. 7, pp. 223–270). Elsevier. https://doi.org/10.1016/B978-044452748-6.00120-1.

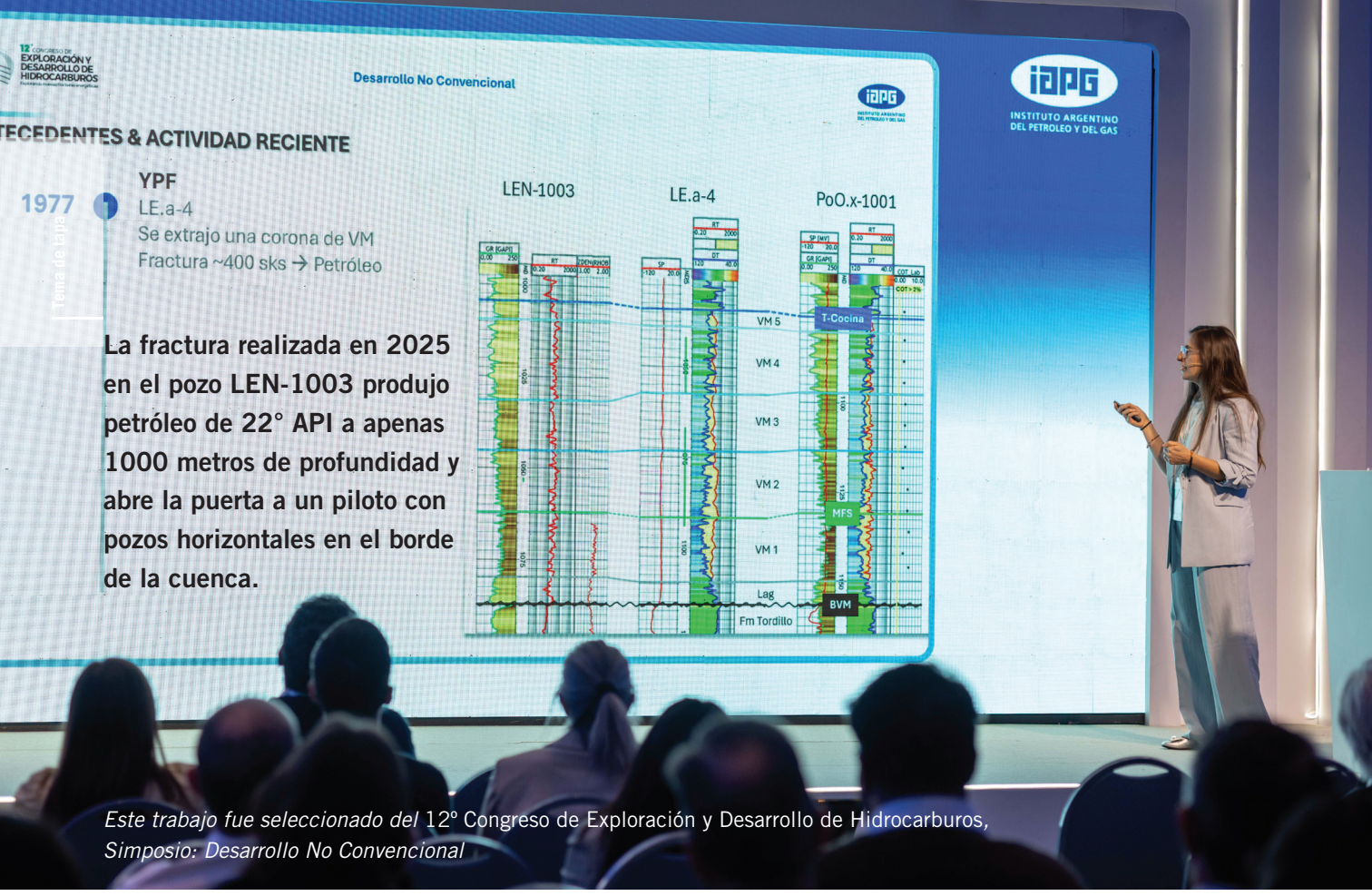
Jeanne, P., Rutqvist, J., Dobson, P. F., Walters, M. y Hartline, C., 2015. The impacts of mechanical stress transfers caused by hydromechanical and thermal processes on fault stability during hydraulic stimulation in a deep geothermal reservoir. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 72, 149–163.

Jolie, E., Scott, S., Faulds, J., Chambefort, I., Axelsson, G., Gutiérrez-Negrín, L. C., Regenspurg, S., Ziegler, M., Ayling, B., Richter, A. y Ziegler, M., 2021. Geothermal energy: The resource, technologies and environmental challenges. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 138, 110519. https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110519.

Kassem, Y., Al-Haddad, K., Al-Shamma'a, A. y Al-Sulaiman, F., 2025. Life cycle assessment of geothermal electricity generation and comparison with conventional power systems. Results in Engineering, 24, 102345. https://doi.org/10.1016/j.rineng.2025.102345

Kaya, E., Zarrouk, S. J. y O'Sullivan, M. J., 2011. Reinjection in geothermal fields: A review of worldwide

experience. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 15, 47–68.
Kuhn, D., Herkel, S. y Henning, H. M., 2014. Advanced power cycles for geothermal energy conversion. Renewable Energy, 64, 58–66.
Lindsey, C., Ayling, B., Coolbaugh, M., Faulds, J., Conde Serra, A., Asato, G., Naón, V., 2020. Development of play fair analysis for geothermal exploration in Argentina. Rejkavic: international geothermal association, world geothermal congress.
Lund, J. y Boyd, T., 2016. Direct utilization of geothermal energy. Geothermics, 60, 66-93.
Manzella, A., Allansdottir, A., Pellizzone, A., y Sarti, R., 2018. Geothermal energy and the environment: The global experience and the Italian case. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 82, 177–187.
Majer, E., Baria, R., Stark, M., Oates, S., Bommer, J., Smith, B. y Asanuma, H., 2007. Induced seismicity associated with enhanced geothermal systems. Geothermics, 36(3), 185–222.
Matter, J. M., Stute, M., Snæbjörnsdóttir, S. Ó., Oelkers, E. H., Gislason, S. R., Aradóttir, E. S., Sigfusson, B., Gunnarsson, I., Sigurdardóttir, H., Gunnlaugsson, E. y Axelsson, G., 2016. Rapid carbon mineralization for permanent disposal of CO_2. Science, 352(6291), 1312–1314. https://doi.org/10.1126/science.aad8132
Moeck, I., 2014. Catalog of geothermal play types based on geologic controls. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 37, 867–882.
Montero-López, M. C., Hongn, F., Seggiaro, R., & Viramonte, J. G. (2010). Cerro Blanco volcanic complex (southern Puna, Argentina): Volcanism and geothermal implications. Journal of Volcanology and Geothermal Research, 195, 89–102.
Mutia, T., Saptadji, N. y Zarrouk, S. J., 2021. Life cycle assessment of geothermal power plants: A review of environmental impacts and emissions. Geothermics, 92, 102046.
Nicholson, K., 1993. Geothermal fluids: Chemistry and exploration techniques. Springer, 263 páginas.
Pesce, A., 2013. Geothermal energy in Argentina. Geothermics, 45, 72-78.
Pollack, H. N., Hurter, S. J. y Johnson, J. R., 1993. Heat flow from the Earth's interior: Analysis of the global data set. Reviews of Geophysics, 31(3), 267–280. https://doi.org/10.1029/93RG01249.
REN21, 2023. Renewables 2023 global status report. REN21 Secretariat. https://www.ren21.net/reports/global-status-report
REN21, 2025. Renewables 2025 global status report. REN21 Secretariat. https://www.ren21.net
Rutqvist, J., Rinaldi, A. P., Cappa, F. y Moridis, G. J., 2013. Modeling of fault activation and seismicity induced by hydraulic stimulation of deep geothermal reservoirs. Journal of Petroleum Science and Engineering, 107, 31–44.
Rutqvist, J., Rinaldi, A. P., Cappa, F. y Moridis, G. J., 2016. Modeling of fault activation and seismicity by injection directly into a fault zone associated with hydraulic fracturing of shale-gas reservoirs. Journal of Petroleum Science and Engineering, 127, 377–386.
SEGEMAR, 2019. Evaluación del potencial geotérmico del complejo volcánico Cerro Blanco, provincia de Catamarca. Servicio Geológico Minero Argentino, Buenos Aires.
Sigismondi, M.E., 2012. Estudio de la deformación litosférica de la cuenca Neuquina: estructura termal, datos de gravedad y sísmica de reflexión. (Tesis Doctoral. Universidad de Buenos Aires. Facultad de Ciencias Exactas y Naturales). Recuperado de https://hdl.handle.net/20.500.12110/tesis_n5361_Sigismondi.
Shortall, R., Davidsdottir, B. y Axelsson, G., 2015. Environmental impacts of geothermal energy. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 44, 391-406.
Snæbjörnsdóttir, S. Ó., Sigfússon, B., Marieni, C., Goldberg, D., Gislason, S. R. y Oelkers, E. H., 2020. Carbon mineralization in basalt. Energy Procedia, 146, 114–119. https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.07.014.
Stinco L.P. y Barredo, S.P., 2014. Características geológicas y recursos asociados con los reservorios no convencionales del tipo "shale" de las cuencas productivas de la Argentina. Revista Petrotecnia (5): 45-66. Instituto Argentino del Petróleo y del Gas: 44-66. ISSN 0031-6598.
Tassi, F., Vaselli, O., Agostini, S. y Giordano, G., 2016. Geochemistry of fluids discharged from the Domuyo geothermal area, Argentina. Journal of Volcanology and Geothermal Research, 328, 1–12.
Tester, J. W., Anderson, B. J., Batchelor, A. S., Blackwell, D. D., DiPippo, R., Drake, E. M., Garnish, J., Livesay, B., Moore, M. C., Nichols, K., Petty, S., Toksoz, M. N. y Veatch, R. W., 2006. The future of geothermal energy. Massachusetts Institute of Technology (MIT).
Varekamp, J. C., Ouimette, A. P., Herman, S., Flynn, K. S. y Bermúdez, A., 2001. Naturally acid waters from Copahue volcano, Argentina. Applied Geochemistry, 16, 703–720. https://doi.org/10.1016/S0883-2927(00)00055-9
Vela García, J; Barredo, S.P., Poliserpi M. y Zappa, A. E., 2023. Harnessing geothermal energy from produced water in the Neuquén basin through Organic Rankine Cycle application. Journal of South American Earth Sciences Volume 127, Pages 104-380. https://doi.org/10.1016/j.jsames.2023.104380.
Viramonte, J.G., Chiodi, A.L., Filipovich, R.E., Bustos, E. y Peralta, C., 2024. Relaciones entre la geologia, volcanismo y geotermalismo en el Noroeste Argentino. Ciencia e Investigación, vol. 74 (pp. 5-25) - ISSN 1132-0974.
Wiemer, H.J., Khum, D. y Barredo, S.P., 2017. Use of binary cycles for geothermal heat sources from diverse geological settings. XX Congreso Geológico Argentino. Actas electrónicas: ST12: 83-84. Tucumán.
Zhao, Y., Li, X., Wang, S., y Chen, H., 2024. Life cycle assessment of geothermal power generation using an organic Rankine cycle system. International Journal of Low-Carbon Technologies, 19, 324–336. https://doi.org/10.1093/ijlct/ctad11.
Zoback, M. D., 2007. Reservoir geomechanics. Cambridge University Press, 449 páginas.



Este trabajo fue seleccionado del 12º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, *Simposio: Desarrollo No Convencional*

Nuevas perspectivas para la Formación Vaca Muerta en intervalos someros:

evidencias de un *play* no convencional emergente en el yacimiento La Esperanza, bloque El Porvenir, Cuenca Neuquina

Por ***Romina Banco, Federico Salicioni, Carolina Sampietro, Carlos de la Cruz Vivanco, Valeska Espinoza*** (Oilstone Energía), ***André Archimio*** (Giflow Consulting) y ***Martín Paris*** (Consultor independiente)

Desde el inicio de su desarrollo no convencional a comienzos de la década de 2010, la Fm. Vaca Muerta ha experimentado una expansión sostenida de sus límites productivos, impulsada por las mejoras en las técnicas de completación, el perfeccionamiento de los diseños de fractura hidráulica y la comprensión integrada del sistema geológico. Este proceso ha permitido transformar áreas originalmente consideradas marginales en nuevos polos de desarrollo, modificando de manera progresiva el concepto clásico de sweet spots restringidos al centro de cuenca.

En este contexto, sectores ubicados hacia los bordes de la Cuenca Neuquina, caracterizados por menores profundidades (1000 – 1100 mbbp), gradientes de presión moderados y antecedentes productivos limitados, han comenzado a recibir renovada atención exploratoria. Estos ámbitos, históricamente relegados frente a áreas más profundas y sobrepresurizadas, presentan desafíos específicos, pero también oportunidades operativas y económicas asociadas a menores costos de perforación, facilidades logísticas y cercanía a infraestructura existente.

El área El Porvenir se inscribe en este marco conceptual debido a su ubicación de borde dentro de la Cuenca Neuquina. Sin embargo, la presencia de antecedentes históricos de producción, sumada a nuevas evidencias provenientes de estudios multidisciplinarios y ensayos recientes de fractura hidráulica, indica que la Fm. Vaca Muerta en este ámbito podría constituir un play no convencional emergente.

El objetivo de este trabajo es evaluar el potencial productivo de la Fm. Vaca Muerta en intervalos someros del sector este del área El Porvenir (La Esperanza), mediante la integración de información petrofísica, geoquímica, geomecánica, sísmica e ingeniería de reservorios. A partir del análisis de antecedentes históricos, datos de laboratorio y resultados de una fractura hidráulica ejecutada en 2025 en el pozo LEN-1003 (La Esperanza Norte 1003), se busca aportar evidencia técnica que sustente el corrimiento del límite productivo de Vaca Muerta hacia este sector de la cuenca, y discutir sus implicancias para futuros proyectos piloto de desarrollo.

Contexto regional y antecedentes

El área El Porvenir se localiza en el sector oriental de la Subcuenca de Picún Leufú (Hogg, 1993), al sur del dominio estructural de la Dorsal de Huincul, dentro de la Cuenca Neuquina (Fig. 1A).

Desde el punto de vista estratigráfico, la sucesión jurásico–cretácica incluye al conjunto bien definido de unidades depositadas en ambientes marinos y continen-

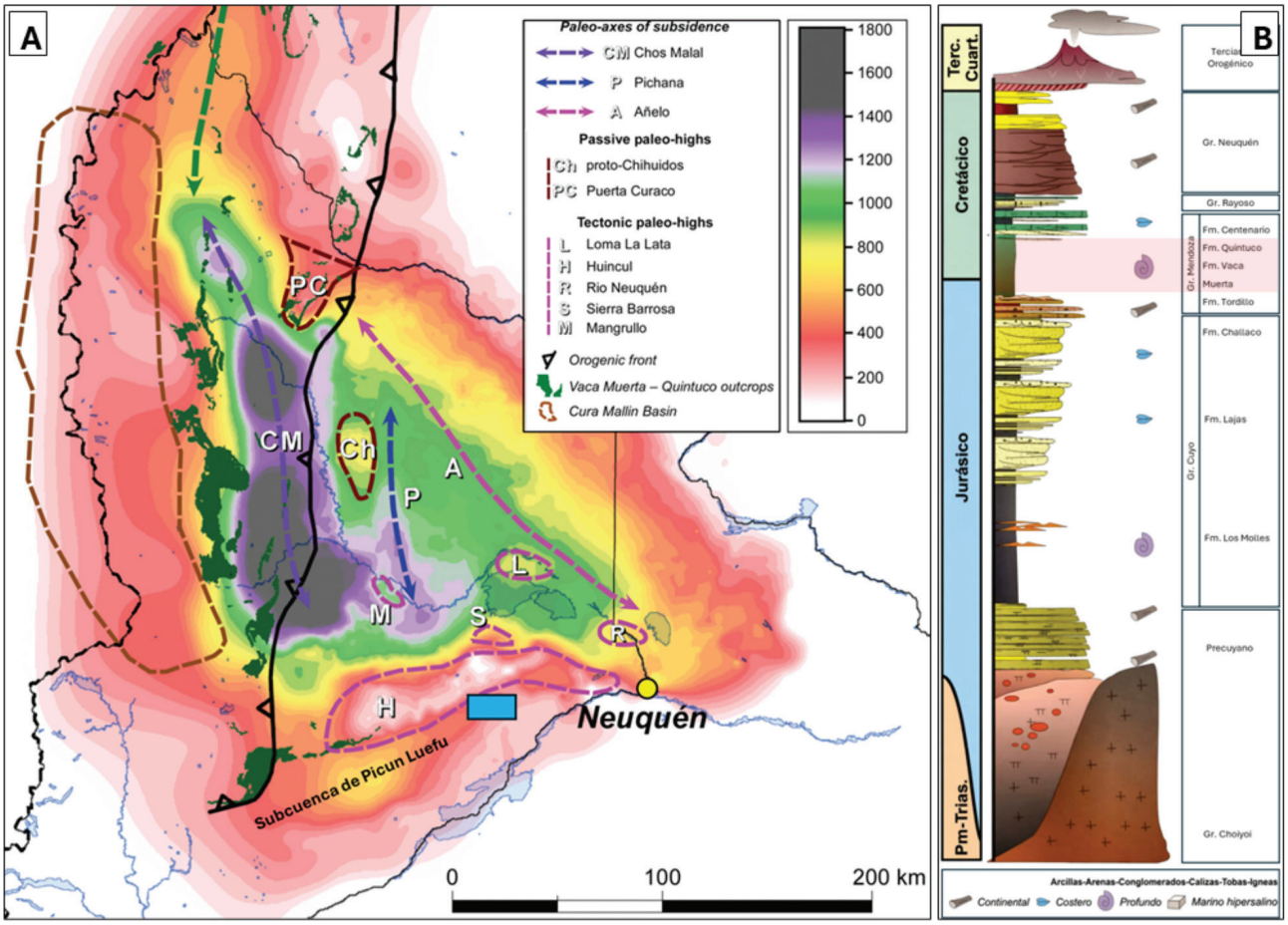


Figura 1. **(A) Mapa de espesor, en metros, del sistema Vaca Muerta-Quintuco, con los principales elementos estructurales de la Cuenca Neuquina. En celeste, la ubicación del área El Porvenir, dentro de la Subcuenca de Picún Leufú (tomado de Domínguez et al. 2020). (B) Columna estratigráfica tipo del área de estudio, en rojo el intervalo Vaca Muerta-Quintuco, modificada de Brisson (2005).**

tales (Fig. 1B), entre las cuales la Fm. Vaca Muerta ocupa un rol central como roca generadora de hidrocarburos en el sector.

En la región de estudio, la unidad presenta espesores del orden de los 100 m, integrando la parte basal del sistema transgresivo–regresivo Vaca Muerta-Quintuco. Litológicamente, se compone predominantemente de fangolitas calcáreas ricas en materia orgánica, con presencia de kerógeno tipo II-S (rico en azufre), acumulado en un ambiente marino restringido y euxínico (Villar et al. 2005). En este ámbito, la generación de hidrocarburos se vio favorecida por la cinética lábil de este kerógeno, cuyos enlaces carbono-azufre, al ser más inestables, permitieron la degradación térmica a temperaturas más bajas que en kerógenos pobres en azufre (Wavrek et al. 1994, Cruz et al. 1999, Villar et al. 2005, Brisson et al. 2020).

En cuanto a los antecedentes exploratorios y productivos, el yacimiento Challacó inició su desarrollo en la década de 1940, con objetivo en las unidades subyacentes a la Fm. Vaca Muerta. Durante la perforación, en la mayoría de los pozos, al atravesar la Fm. Vaca Muerta, se registraban manifestaciones de hidrocarburos líquidos y/o incrementos significativos en los niveles de gas, evidenciando su potencial hidrocarburífero. Si bien en algunos casos la unidad fue punzada, no se realizaron ensayos individuales que permitieran caracterizar su comportamiento productivo de manera aislada. El primer antecedente relevante corresponde al pozo LE.a-4 (La Esperanza 4), perforado en el año 1977, que registró producción de hidrocarburos de 22° API luego de una estimulación hidráulica. Posteriormente, con el inicio de la exploración con metodologías aplicadas al shale, en 2012, la empresa Apache realizó testeos de la unidad en Neuquén del Medio, confirmando la presencia de hidrocarburos móviles de 30° API. Más tarde, en el año 2012, Americas Petrogas perforó el pozo LHo.x-1 con objetivo a la formación y, tras la ejecución de 3 fracturas hidráulicas, testeó agua y petróleo de 32-37° API. Si analizamos las curvas de madurez de la zona (Fig. 2), es posible observar una clara correlación entre el índice de vitrinita (Ro%) y la gravedad API del fluido producido.

Sobre la base del marco regional, los antecedentes exploratorios y productivos disponibles, y el posicionamiento del área dentro del esquema de madurez térmica de la cuenca, a continuación, se presenta la caracterización de la Fm. Vaca Muerta en el sector El Porvenir – La Esperanza, integrando información estructural, estratigráfica, petrofísica, geoquímica y geomecánica, junto a los resultados productivos recientes.

Caracterización de la Formación Vaca Muerta

Estructura y estratigrafía

El bloque El Porvenir se encuentra al sur de la Dor-

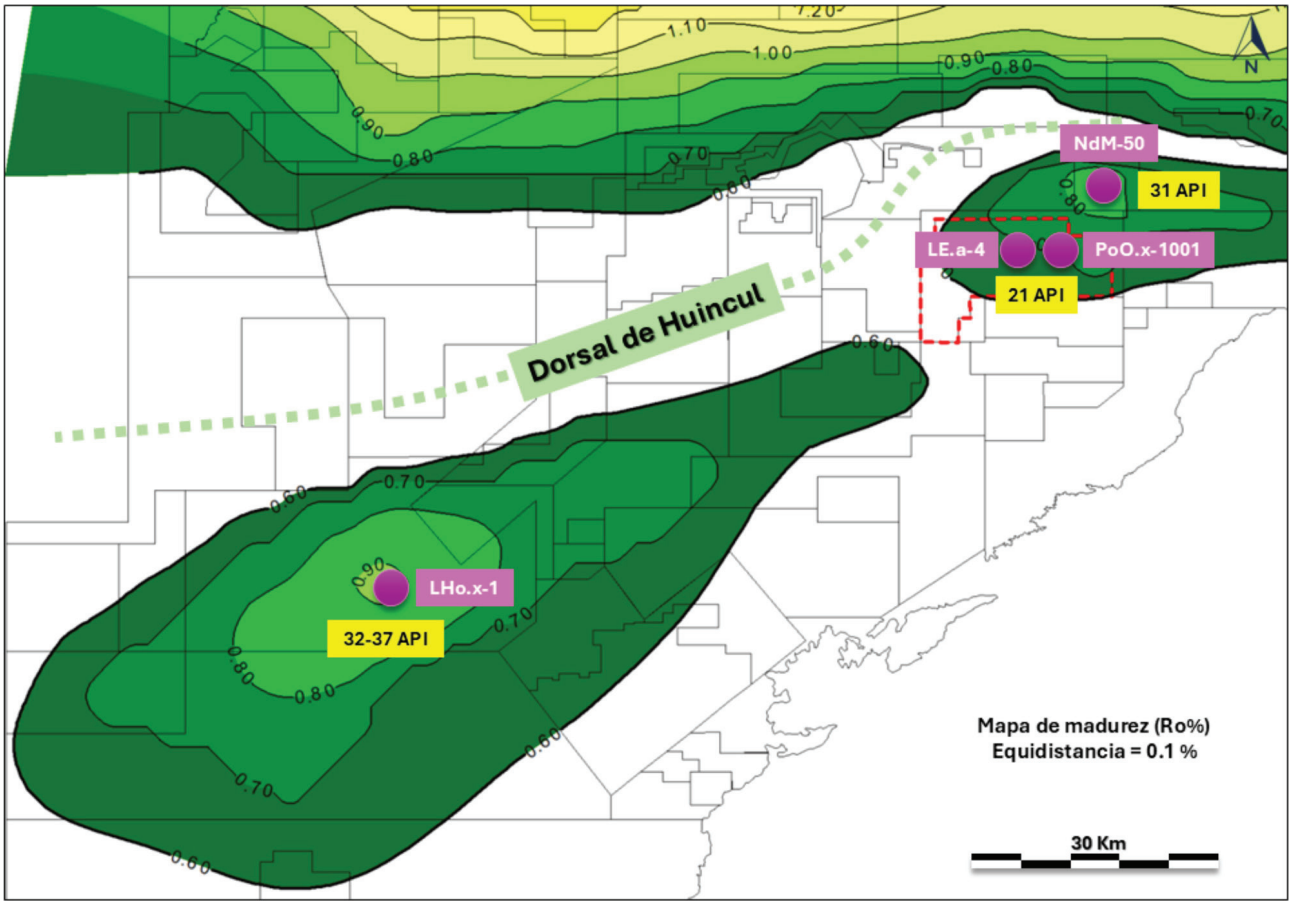


Figura 2. **Mapa de madurez (Ro) modificado con datos actuales. En etiquetas amarillas la gravedad API de los fluidos. Las curvas base pertenecen a diversos autores: Wavrek et al. (1994), Cruz et al. (1999), Santiago et al. (2014).**

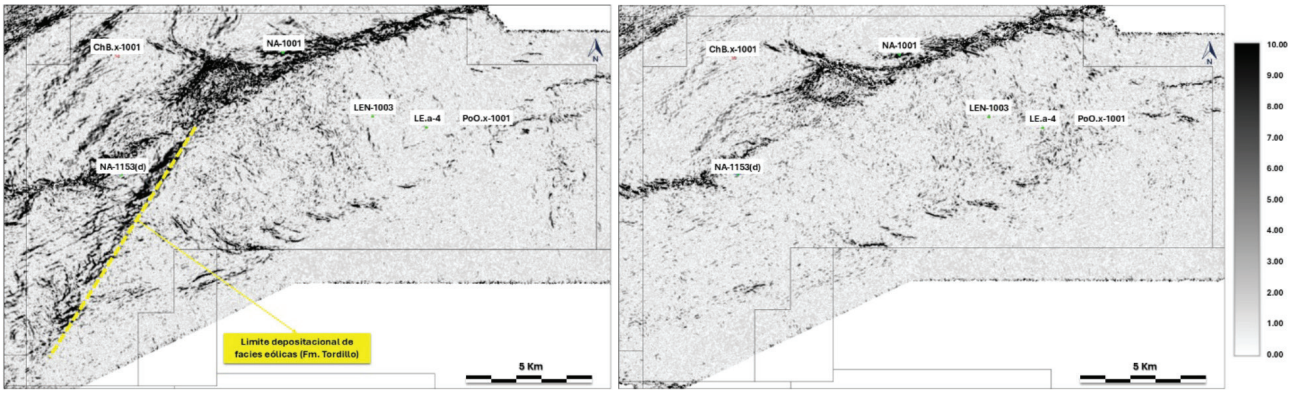


Figura 3. **Mapa isócrono (en segundos) a la base de la Fm. Vaca Muerta del bloque el Porvenir. Con línea punteada violeta se resalta el sector denominado La Esperanza.**

sal de Huincul, pero las estructuras presentes se encuentran fuertemente influenciadas por su dinámica. En la faja de deformación de la dorsal se desarrollaron numerosas estructuras compresivas y transcurrentes, las que reactivaron depocentros extensionales y corrimientos paleozoicos (Mosquera et al. 2011, Santiago et al. 2014). Localmente, el bloque está representado por un monoclinal de pendiente moderada al SE, interceptado en la parte central por un sistema de fallas normales NE-SO, denominado Falla de Challacó, el cual presenta escasa componente de desplazamiento lateral (Fig. 3). Sus movimientos afectaron casi la totalidad de la columna sedimentaria, generando un pliegue anticlinal de rumbo NE–SO, el cual configura la trampa estructural de los reservorios convencionales del área (Hernández y Orunese, 1991). En la Figura 3, hacia el SE, es posible divisar un segundo sistema de fallas discontinuo que limita la estructura hacia ese sector.

Al analizar los atributos sísmicos a la base de la Fm. Vaca Muerta (Fig. 4), además de las fallas interpretadas, es posible divisar hacia el SO un lineamiento SO-NE que guarda relación con un límite facial de la unidad subyacente, la Fm. Tordillo/Quebrada del Sapo, el cual no es observable hacia el tope de la unidad. Ese rasgo constituye el límite deposicional de las facies eólicas hacia el oeste, y las facies fluviales/aluviales hacia el este, en concordancia con lo descripto por autores como Cevallos (2005).

El paleorrelieve generado por la presencia de las dunas eólicas muestra un impacto directo en el espesor de la Fm. Vaca Muerta hacia el NO del bloque, donde la unidad tiende a adelgazarse sobre los altos paleotopográficos y a engrosarse en los sectores de interduna. Sin embargo, es de destacar, que en el sector NE del área, el espesor se muestra relativamente homogéneo, en torno a los 110 m, manteniéndose hacia el sector SO (Fig. 5).

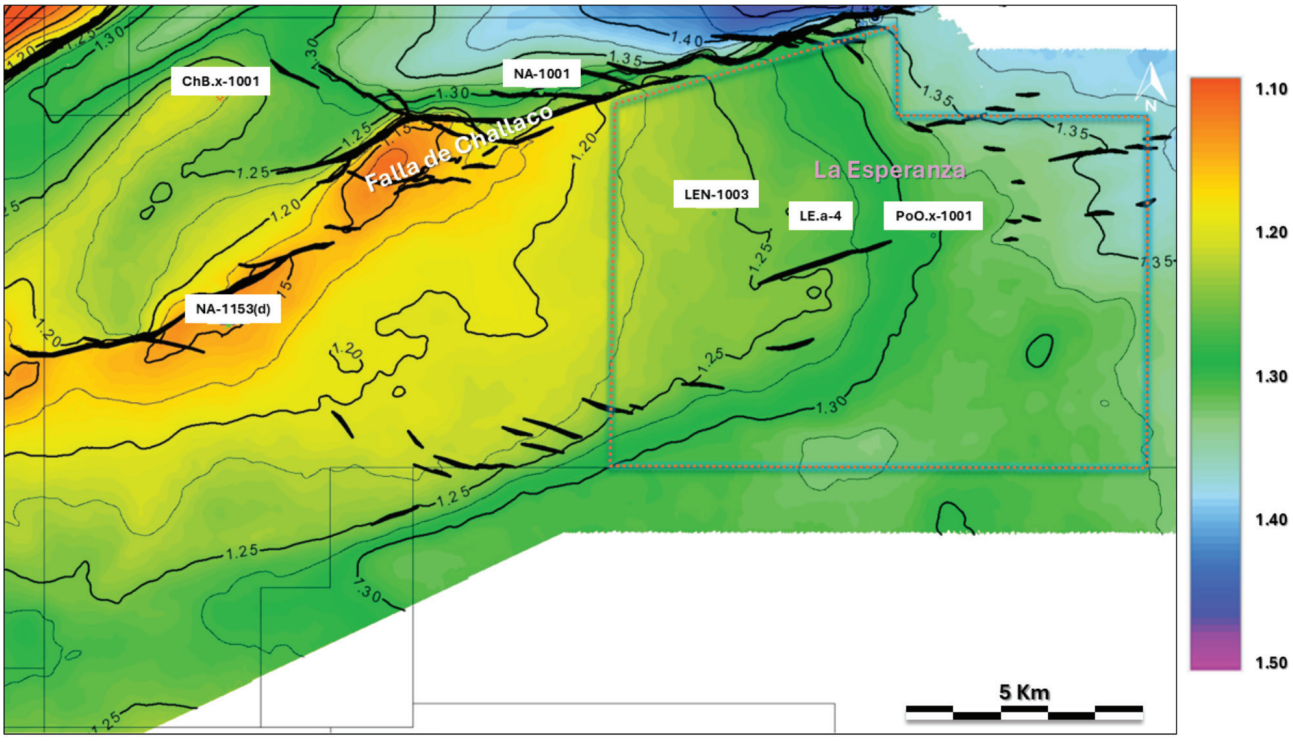


Figura 4. **Mapas de atributo sísmico de Reflexiones Caóticas. A la izquierda se observa el atributo a la base de la Fm. Vaca Muerta, mientras que a la derecha pertenece al tope de la unidad. Nótese a la base de la formación, como se manifiesta el límite deposicional de las facies eólicas de la Fm. Tordillo.**

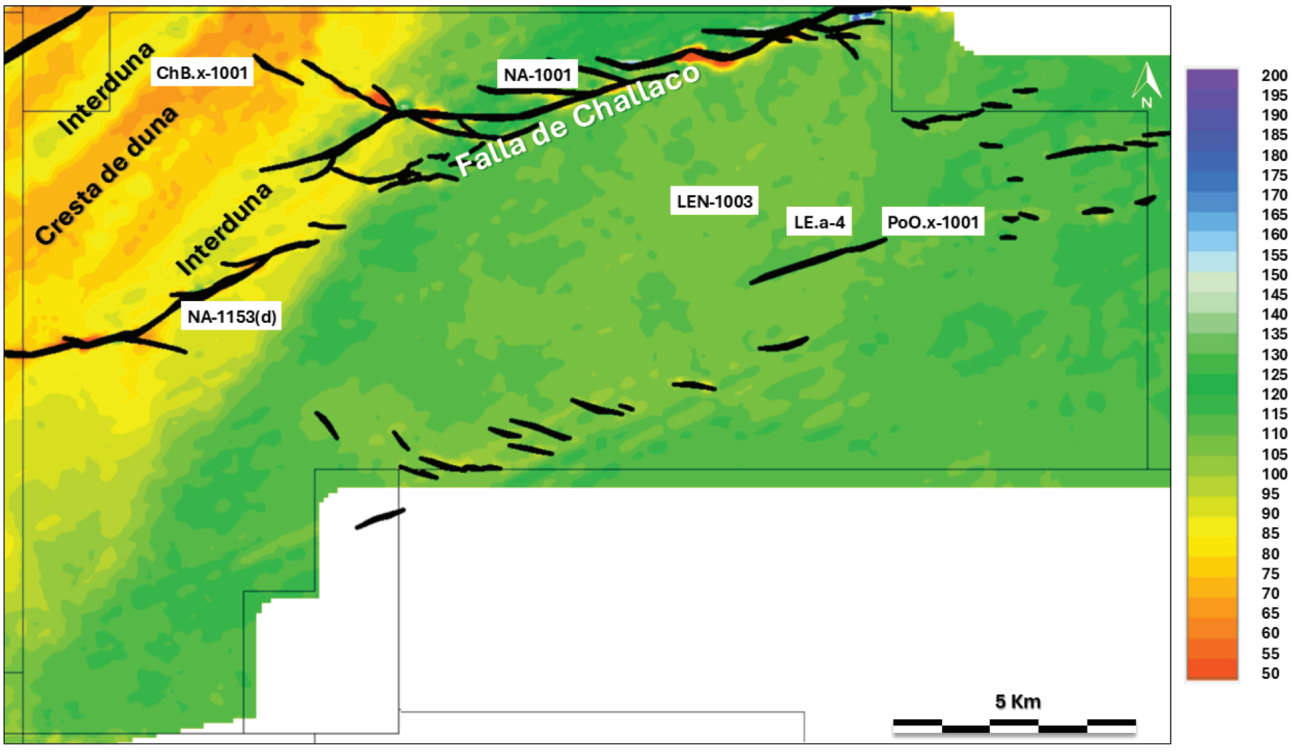


Figura 5. **Mapa de espesor en metros de la Fm. Vaca Muerta. En el sector noroeste del bloque se observa una variación significativa de espesor de la unidad controlada por el relieve preexistente generado por las facies eólicas de la Fm. Tordillo. Los espesores reducidos de la Fm. Vaca Muerta corresponden a las crestas de dunas, mientras que los espesores mayores se asocian a sectores de interduna.**

Esta tendencia, observable a escala regional en el mapa de espesor sísmico, es además corroborada a escala de detalle por la transecta de pozos (Fig. 7), donde los intervalos VM0 a VM5 no exhiben variaciones significativas en espesor ni en su carácter electrofacial entre los pozos analizados en esa dirección, reflejando condiciones de acomodación relativamente estables durante la etapa de máxima expansión de la cuenca en este sector de borde.

Sísmicamente, la "cocina" de la Fm. Vaca Muerta exhibe reflectores plano-paralelos con un patrón de apilamiento agradacional también indicativo de condiciones de acomodación relativamente estables durante la etapa de máxima expansión de la cuenca (Fig. 6). Verticalmente, grada en forma rápida hacia facies carbonáticas de la Fm. Quintuco, respondiendo a la posición de borde de cuenca.

La Fm. Vaca Muerta, en el bloque de estudio, presenta un espesor aproximado de 110 m, de los cuales los primeros 80 m corresponden a la sección basal rica en materia orgánica denominada "cocina" (Vittore et al. 2018), mientras que la sección superior ha sido asignada

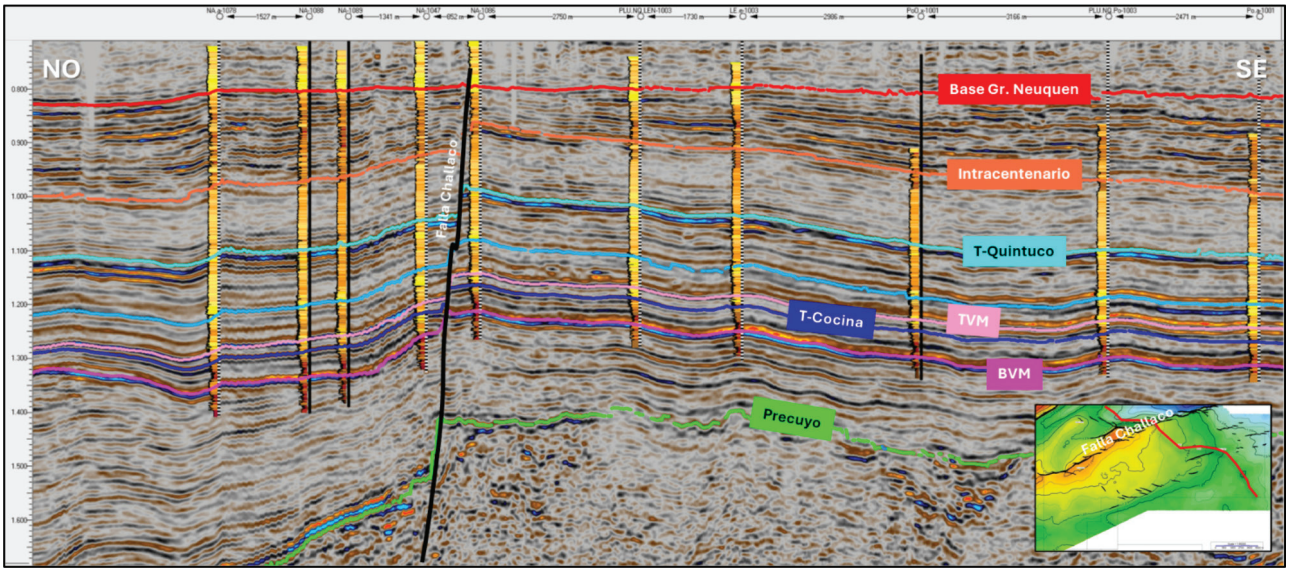
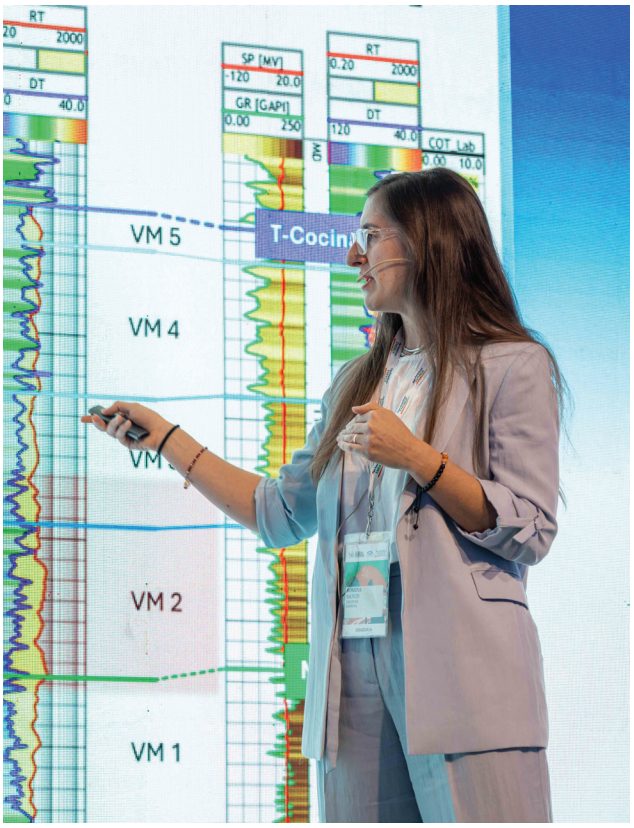


Figura 6. **Sección sísmica en dirección NO–SE a través del bloque El Porvenir. Se indican los principales horizontes interpretados.**

al intervalo “regresivo” (ambos pertenecientes a la Unidad 1 de Desjardins et al. 2018). Este intervalo forma parte del primer ciclo transgresivo–regresivo del sistema Vaca Muerta-Quintuco (Fig. 7).

Desde el punto de vista litológico, considerando la información obtenida a partir del control geológico, la formación se caracteriza por la presencia de fangolitas calcáreas gris oscuras ricas en materia orgánica. Dichas fangolitas se componen por escasos granos silicoclásticos (cuarzo y líticos) tamaño limo y granos carbonáticos, principalmente fragmentos de bivalvos, calciesferas, radiolarios y foraminíferos, inmersos en una matriz arcillosa. Estas facies se interpretan como depósitos de plataforma externa (Informe interno LCV, 1993).

Como es usual en la Fm. Vaca Muerta, desde el punto de vista litológico, no se aprecian variaciones significativas a escala de lupa binocular en los recortes de perforación. Sin embargo, los registros eléctricos evidencian que hacia el tope de la sección “cocina” se produce un enriquecimiento paulatino en carbonato, reflejado por un leve incremento de la densidad y del factor fotoeléctrico (PEF), acompañado por una disminución en los tiempos de tránsito sónico y por una reducción del GR (Fig. 7). Si bien también existe una caída del componente uranio que podría vincularse a una disminución relativa del contenido de materia orgánica, el aumento observado en el PEF sugiere que la respuesta de los perfiles estaría principalmente controlada por un incremento en la fracción carbonática dentro de las fangolitas.



En la Fig. 7 se presenta la subdivisión interna de la cocina adaptada al área de estudio, desde VM1 a VM5. La secuencia basal (VM0) corresponde al depósito residual de la Fm. Vaca Muerta, conocido como lag transgresivo, el cual se apoya en contacto neto sobre la Fm. Tordillo. Su presencia podría estar evidenciando un retrabajo marino costero durante los inicios de la transgresión marina (Borbolla et al. 2014). La MFS (Maximum Flooding Surface) se reconoce en los registros eléctricos por un pico pronunciado de GR y resistividades máximas, separando el intervalo VM1, ubicado por debajo, de VM2 por encima. Esta superficie, correlacionable entre los pozos de la transecta (Fig. 7), marca el momento de máxima expansión de la cuenca y el punto de mayor profundidad de agua, condiciones que favorecieron la acumulación y preservación de materia orgánica de la sección cocina. Por encima de la MFS, y hacia el tope de la cocina, se registra el enriquecimiento progresivo en carbonatos descripto previamente, reflejo del comienzo de la etapa regresiva del sistema. Asimismo, es posible observar un

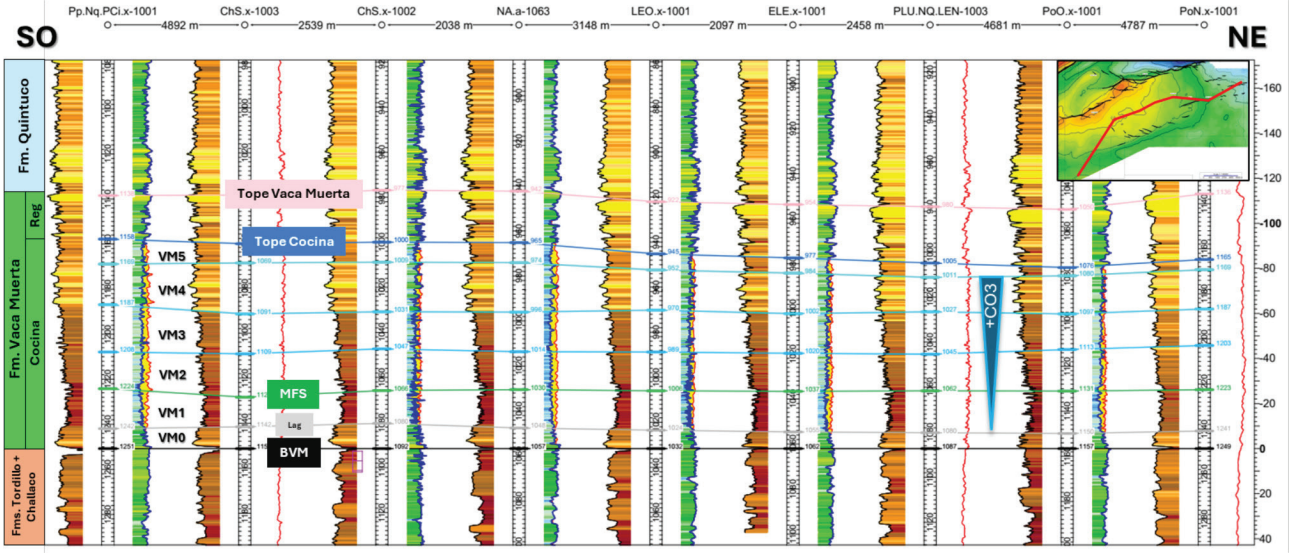


Figura 7. **Transecta NE-SO horizontalizada a la base de la Fm. Vaca Muerta. A la izquierda nótese la subdivisión interna adoptada para la Fm. Vaca Muerta (Cocina – Regresivo). La sección cocina fue subdividida, a su vez, en 6 intervalos (VM0, VM1, VM2, VM3, VM4 y VM5). Referencias de curvas: Track 1 = GR; Track profundidad (TVD); Track 2 = Resistividad (0.2 – 2000 ohm.m) + DT (120 – 40 µs/ft).**

leve incremento del espesor de la sección cocina en dirección SO, coherente con el aumento de la acomodación hacia las partes más profundas de la Subcuenca de Picún Leufú, lo que refuerza el marco paleogeográfico de borde de cuenca en el que se inscribe el área de estudio.

Propiedades del reservorio

A fin de caracterizar el reservorio, se consideraron diversas fuentes de información. En primer lugar, se utilizaron los perfiles eléctricos de los pozos verticales existentes, los cuales permitieron elaborar y analizar las variaciones petrofísicas y geomecánicas a lo largo de la sección de interés. Asimismo, se incorporaron mediciones puntuales de porosidad, permeabilidad y mineralogía obtenidas mediante Difracción de Rayos X (DRX) sobre una corona. La misma pertenece al pozo LE.a-4, y fue extraída unos metros por encima de la MFS. Estos datos fueron empleados principalmente como referencia para las interpretaciones, dado que su posicionamiento en profundidad presenta ciertas incertidumbres. Finalmente, se integró información geoquímica, que incluye estimaciones de COT y resultados de Pirólisis RockEval, con el objetivo de caracterizar el contenido y el potencial generador de materia orgánica.

Porosidad y permeabilidad en corona

Las mediciones de porosidad y permeabilidad al gas se realizaron sobre cinco plugs extraídos de 7 metros de corona del pozo LE.a-4, en el Laboratorio P&Q de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional del Comahue. Como se mencionó previamente, la corona fue extraída unos metros sobre la MFS, en el intervalo VM2. Las muestras fueron lavadas con tolueno y una mezcla tolueno-metanol durante 7 días y secadas a 65 °C hasta peso constante. La porosidad fue medida en porosímetro de helio sobre plugs y sobre muestra triturada (fracción 2–4 mm). La permeabilidad al gas fue determinada mediante tres métodos independientes:

- Estado estacionario (flujo continuo a 2900 psi de confinamiento)
- Estado no estacionario:
  - Decaimiento de pulso de presión (Pulse Decay; a 2500 psi de confinamiento, pulso de 150 psi de N_2 sobre una presión base de 1000 psi)
  - Método GRI (Gas Research Institute) sobre muestra triturada en dos fracciones granulométricas (2–4 mm y 1–2 mm, pulso de ~200 psi de N_2).

La porosidad medida sobre plugs varía entre 3.72% y 12.7%, mientras que la porosidad por triturado (crush) presenta valores entre 3.82% y 8.00% (Tabla 1).

Los valores de permeabilidad obtenidos mediante los tres métodos muestran una jerarquía sistemática: K estacionario < K Pulse Decay < K GRI, con diferencias que alcanzan hasta dos órdenes de magnitud para una misma muestra (Tabla 1). La permeabilidad en estado estacionario varía entre 0.062 y 2.19 µD, el método Pulse Decay entre 0.40 y 16.93 µD, y el método GRI entre 11.53 y 31.57 µD. Esta tendencia, en principio contraria al objetivo original del método GRI - concebido para estimar la permeabilidad de matriz eliminando el efecto de fracturas mediante el triturado de la roca (Luffel y Hopkins, 1993) - ha sido ampliamente documentada en la literatura. Sin embargo, Tinni et al. (2012) demostraron mediante imágenes micro-CT que el triturado no elimina completamente las microfracturas presentes en las partículas, incluso en tamaños menores a los recomendados, invalidando el supuesto de medición de matriz pura. Asimismo, estos autores evidencian una fuerte dependencia de la permeabilidad medida con el tamaño de partícula, lo que explica en parte los valores elevados obtenidos en las fracciones más gruesas (2–4 mm).

Por su parte, Heller et al. (2014) reportaron, sobre plugs intactos de distintas formaciones shale (Barnett, Eagle Ford, Marcellus y Montney), que la permeabilidad medida a escala de plug es sistemáticamente mayor que la obtenida sobre material triturado, con escasa correlación entre ambas escalas. Estos autores atribuyen esta diferencia a la heterogeneidad inherente a escala de plug, incluyendo la presencia de microfracturas, laminaciones y contrastes litológicos. En contraste, Gorshkov (2019) reportó valores comparables entre los métodos estacionario, Pulse Decay y GRI para muestras de la Fm. Bazhenov, atribuyendo dicha convergencia a la ausencia de fracturación inducida o natural significativa en las muestras analizadas.

La divergencia observada en las muestras de La Esperanza es consistente con un sistema donde las microfracturas y heterogeneidades a escala centimétrica juegan un rol relevante en la conectividad del sistema poral. En este contexto, los ensayos sobre plugs capturan una permeabilidad efectiva que integra tanto la contribución de la matriz como de dichas discontinuidades, mientras que el método GRI podría sobreestimar la permeabilidad debido a la generación de microfracturas inducidas durante el triturado y a la ausencia de condiciones de confinamiento representativas del subsuelo. En consecuencia, los valores obtenidos mediante ensayos en estado esta-

Muestra	Phi	Phi crush	Kg estacionario (microdarcy)	Kg pulse decay (microdarcy)	Kg GRI (4-2) (microdarcy)	Kg GRI (2-1) (microdarcy)
18A-6-1	5.16	8	0.0621	0.404	11.53	13.19
18B-9-2	9.28	7.35	1.551	14.8	27.16	31.57
18D-1-3	3.72	3.82	2.188	16.93	20.82	14.11
18F-9-4	10.5	6.1		6.52	26.36	26.01
18F-1-7	12.7	7.6		4.5	15.32	19.58

Tabla 1. **Datos de porosidad y permeabilidad.**

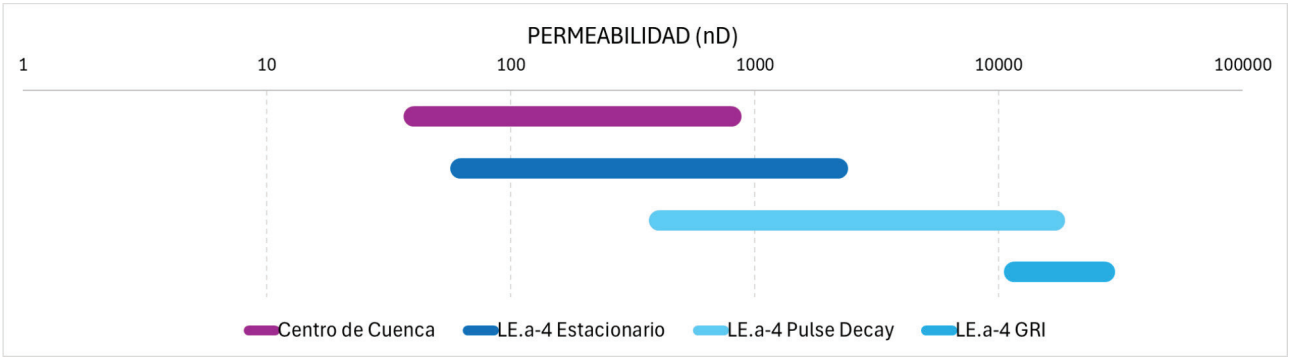


Figura 8. **Comparación de los resultados de permeabilidad obtenidos mediante distintos métodos aplicados a la corona del pozo LE.a-4, y su contraste con los valores reportados para el centro de cuenca. Romero-Sarmiento et al. (2017): 140 nD a 213 nD (método estacionario); Naides y Marchal (2022): 39.6 nD a 640.1 nD (crush) y 207 nD a 831 nD (DRA).**

cionario sobre plugs bajo condiciones de confinamiento se consideran la mejor aproximación a la permeabilidad efectiva del sistema bajo condiciones de esfuerzo in situ.

Más allá de las discrepancias metodológicas, los resultados obtenidos evidencian que las permeabilidades en el área La Esperanza se ubican consistentemente en el orden de los microDarcy (Fig. 8).

Estos valores resultan superiores a los típicamente reportados para la Fm. Vaca Muerta en sectores de centro de cuenca, donde la permeabilidad suele encontrarse en el rango de nanoDarcy. Puntualmente, Romero-Sarmiento et al. (2017) reportaron una variación entre 140 nD a 213 nD con el método estacionario, mientras que Naides y Marchal (2022) obtuvieron mediciones de 39.6 nD a 640.1 nD sobre roca molida (crush) y desde 207 nD a 831 nD aplicando técnicas de Digital Rock Analysis (DRA). Esta diferencia sugiere condiciones petrofísicas más favorables en el área estudiada, posiblemente asociadas a una condición de la matriz, una mayor contribución de microfracturas naturales, menor sobrecarga

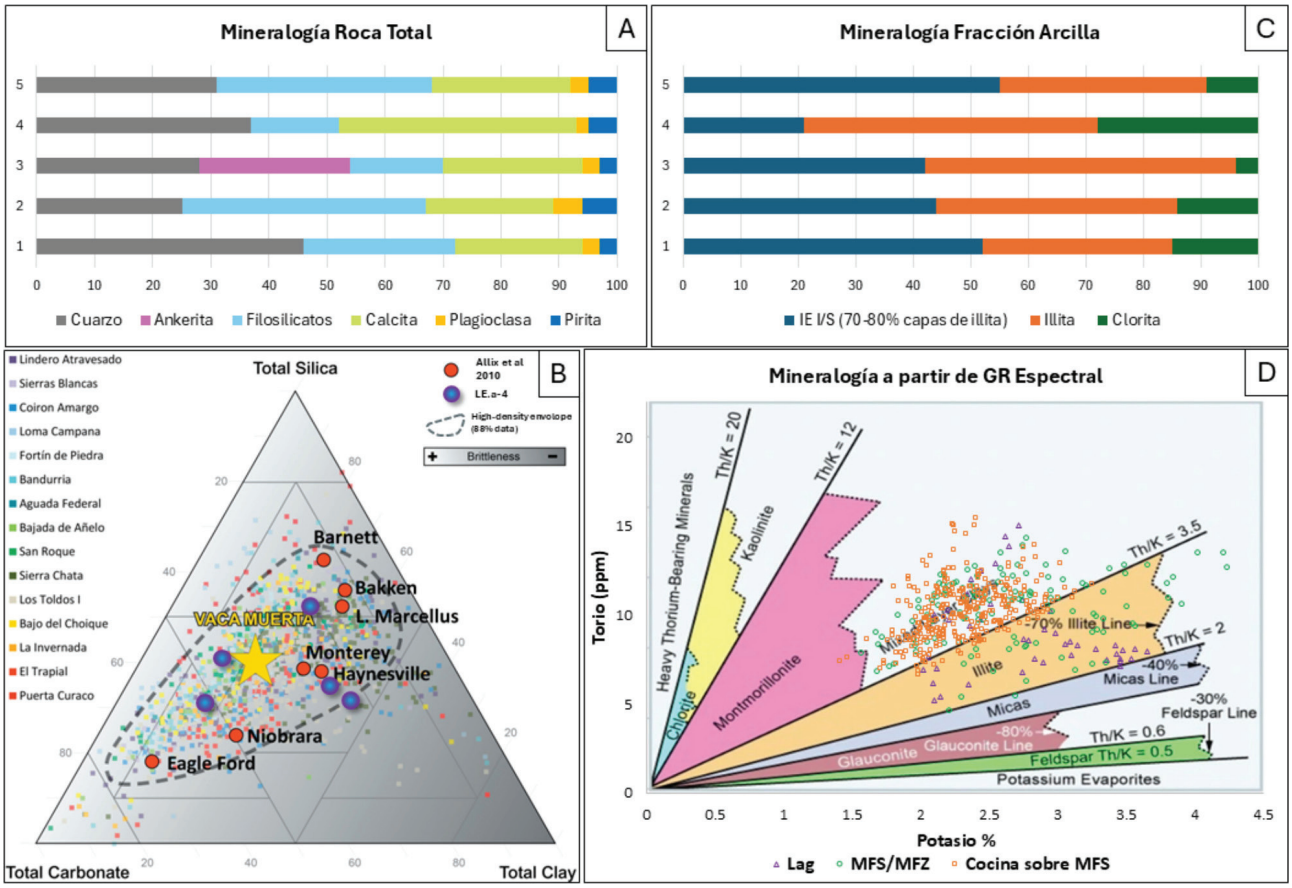


Figura 9. **(A) Mineralogía de roca total arrojada por el análisis DRX de las muestras de LE.a-4. (B) Diagrama ternario de las muestras de LE.a-4, comparadas con estudios previos de Vaca Muerta (modificado de Varela et al. 2020). (C) Mineralogía de la fracción arcilla de las muestras de la LE.a-4. (D) Diagrama Th/K que clasifica la mineralogía arcillosa dominante en función de las lecturas del registro de rayos gamma espectral de la sección cocina en un pozo de Challaco Bajo.**

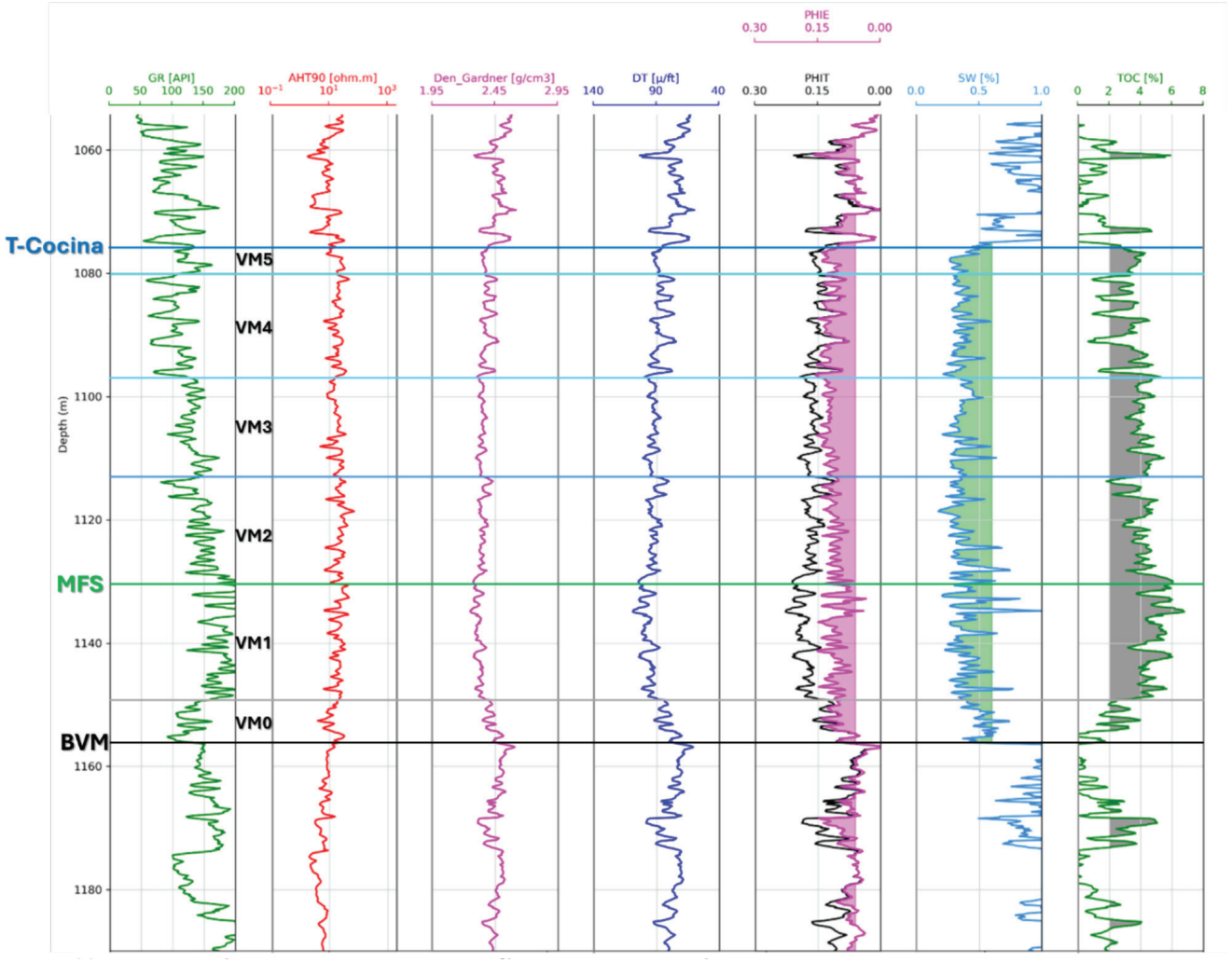


Figura 10. **Distribución de propiedades petrofísicas en la sección cocina de la Fm. Vaca Muerta.**

y/o una mayor proporción de facies más frágiles, lo que podría traducirse en una mejor capacidad de entrega del reservorio.

Difracción de Rayos X

Para caracterizar la mineralogía del intervalo analizado, se realizaron análisis puntuales de DRX sobre muestras de la corona. En promedio, los análisis arrojaron un 33.4% de cuarzo, 26.6% de calcita, 27.7% de filosilicatos, 4.4% de pirita y 3.2% de plagioclasa, registrándose además la presencia de ankerita en una de las cinco muestras analizadas (Fig. 9A). Al comparar estos resultados con datos publicados para la Fm. Vaca Muerta (Varela et al. 2020), los puntos obtenidos se ubican dentro de la envolvente que contiene aproximadamente el 88% de los datos reportados para esta unidad, en concordancia con la variabilidad mineralógica documentada para la formación (Fig. 9B).

El Índice de fragilidad mineralógico (BI, Jarvie et al. 2007) fue modificado levemente, ya que se consideró al carbonato como parte de la fracción frágil, dado que litológicamente el intervalo se compone de fangolitas calcáreas:

$$BI = (Qz + Carbonatos) / (Qz + Carbonatos + Arcillas)$$

El valor promedio obtenido fue de 71%, con contenidos de arcilla inferiores al 40% en todas las muestras. En conjunto, estos resultados sugieren un comportamiento favorable para la fracturabilidad de la roca frente a una estimulación hidráulica, en línea con lo reportado por Varela et al. (2020) (Fig. 9B).

Respecto de la composición de los minerales del grupo de las arcillas, los análisis DRX indicaron que, en promedio, el 43.2% corresponde a illita, el 42.8% a interestratificados illita–esmectita y el 14% restante a clorita (Fig. 9C). Estos resultados puntuales mostraron consistencia con el crossplot Torio vs. Potasio (Schlumberger, 1982), obtenido de los registros de rayos gamma espectral en toda la sección de interés, donde la mayor parte de los datos se concentra en el campo correspondiente a illita e interestratificados illita–esmectita (Fig. 9D).

Petrofísica

Desde el punto de vista petrofísico, el intervalo de cocina de la Fm. Vaca Muerta en esta zona presenta una porosidad efectiva promedio del 10%, con una distri-

bución P10/P90 entre 9% y 14% respectivamente (Fig. 10). La saturación de agua promedio estimada mediante Archie (1942) es del 41%. Cabe destacar que la fórmula de Archie tiene limitaciones en su uso en rocas de tipo arcillosas, debido al incremento del volumen de agua retenido por los minerales arcillosos, por lo cual, este parámetro representa un escenario más bien conservador. Por último, el TOC promedio estimado mediante Schmoker (Schmoker y Hester, 1983) en toda la cocina es de aproximadamente 4%. Para más detalles de los cálculos petrofísicos, revisar la Tabla 2 y ver Sampietro (2026), en este congreso.

El análisis petrofísico integrado de la sección cocina indica que los intervalos VM1, VM2 y VM3 presentan las condiciones más favorables como reservorio, combinando los valores más elevados de TOC, las más bajas saturaciones de agua y porosidades efectivas en el rango del 10 al 12% (Tabla 2). VM4 presenta el TOC más bajo de los intervalos superiores a la MFS (3.26%), lo que lo posiciona como una zona de menor interés relativo dentro de la cocina.

Curva	VM0	VM1	VM2	VM3	VM4	VM5
TOC	2.37	4.67	4.51	4.24	3.26	4.04
PHIE	0.09	0.11	0.10	0.12	0.11	0.12
Sw	0.59	0.41	0.40	0.37	0.36	0.36
Vsh	0.07	0.26	0.27	0.15	0.03	0.08

Tabla 2. **Parámetros petrofísicos promedio por intervalo.**

Geomecánica

En cuanto al análisis geomecánico del área, se elaboró un modelo 1D a partir de registros de pozos, utilizando dos pozos que contaban con un set adecuado de perfiles, con sus partes de perforación y terminación. El modelo fue ajustado bajo un esquema anisotrópico de isotropía transversal vertical (VTI, por sus siglas en inglés) para las formaciones Vaca Muerta y Quintuco, por ser más representativos que los isótropos para capturar las barreras geomecánicas reales (Weimann et al. 2024).

El perfil de presión poral se construyó mediante la ecuación acústica de Eaton (Eaton, 1975), adoptando un exponente de 1.15 para lograr un ajuste adecuado. La calibración inicial se realizó a partir de una manifestación de hidrocarburos registrada durante la perforación del pozo LE.a-4, controlada con una densidad de lodo de 1260 g/L, lo que permitió estimar un gradiente de presión poral de 0.55 psi/ft. Dado que este dato proviene de una manifestación y no de una medición directa de presión, la estimación conlleva cierto grado de incertidumbre. Sin embargo, en 2025, el análisis de presión (build up) realizado tras una fractura hidráulica en la unidad arrojó una presión de reservorio que corroboró el gradiente previamente estimado, otorgando mayor confiabilidad a la calibración.

Las propiedades elásticas y de resistencia de la roca para la Fm. Vaca Muerta se exhiben en la Figura 11 y se encuentran resumidas en la Tabla 3. Las mismas fueron obtenidas siguiendo los lineamientos de Sosa Massaro et al. (2022).

La Relación de Poisson (RP) vertical exhibe un valor promedio de 0.22, mientras que la RP horizontal promedio se mantiene en torno a 0.27 a lo largo del intervalo cocina. El Módulo de Young horizontal exhibe sus valores mínimos en la zona de la MFS (3.45 Mpsi), incrementándose hacia los niveles superiores de la cocina hasta valores cercanos a 4 Mpsi, con máximos de 5 Mpsi asociados a los intervalos de mayor contenido carbonático en VM4 (Fig. 11). El UCS muestra un comportamiento análogo, con valores reducidos por debajo de la MFS que aumentan progresivamente hacia el tope de la sección, alcanzando también sus máximos en los mismos intervalos carbonáticos.

En resumen, el intervalo analizado presenta heterogeneidades mecánicas verticales que reflejan la variabilidad litológica propia de la Fm. Vaca Muerta. Los niveles con mayor contenido carbonático en VM4, identificables por sus valores elevados de resistividad y menor contenido de arcillas, concentran los máximos de Módulo de Young y UCS, junto con los valores más bajos de RP, configurando los intervalos de mayor fragilidad relativa, y, por ende, las zonas más favorables para la propagación de fracturas hidráulicas. Por el contrario, los niveles más arcillosos y con mayor TOC, predominantes por debajo de la MFS (VM1), exhiben menor rigidez y mayor ductilidad, expresada en valores de RP más elevados y módulos de Young reducidos.

Es importante destacar la presencia de algunos intervalos de muy bajo espesor, mayormente ubicados en VM1, por debajo de la MFS, que se caracterizan por altas relaciones de Poisson y módulos de Young verticales bajos (menores a 2 Mpsi). Estos niveles podrían vincularse con ash beds argilizados, considerados soft rock de alto estrés (Minisini et al., 2020). Su presencia incrementa la heterogeneidad vertical, aumentando la relación Shmin/SV, y, en consecuencia, podrían actuar como barreras frente al crecimiento vertical de las fracturas hidráulicas.

En cuanto a la cuantificación de los esfuerzos, la sobrecarga (SV) se computó a partir de la integración de la densidad hasta la superficie, arrojando valores acordes a los reportados en la cuenca para la Fm. Vaca Muerta. Los esfuerzos horizontales, el SHmin y SHmax se obtuvieron a partir de las ecuaciones poroelásticas anisotrópicas de Sosa Massaro et al. (2022). Particularmente, ante la ausencia de ensayos específicos para calibrar el esfuerzo mínimo horizontal, de acuerdo con Varela y Maniere (2016), se adoptó como una aproximación el ISIP (Instantaneous Shut in Pressure).

Como resultado, se estimó un gradiente de sobrecarga de 1.02 psi/ft, un SHmax promedio de 0.86 psi/ft y un Shmin promedio de 0.71 psi/ft, definiendo un régimen de esfuerzos normal (SV>SHmax>Shmin).

Parámetros promedio	Fm Vaca Muerta (Cocina)
Módulo de Young Estático Horizontal (Mpsi)	4.14
Módulo de Young Estático Vertical (Mpsi)	2.41
Relación de Poisson Estática Horizontal	0.27
Relación de Poisson Estática Vertical	0.22
UCS Horizontal (psi)	9255.10
UCS Vertical (psi)	13155.79

Tabla 3. **Parámetros geomecánicos promedio de la sección cocina.**

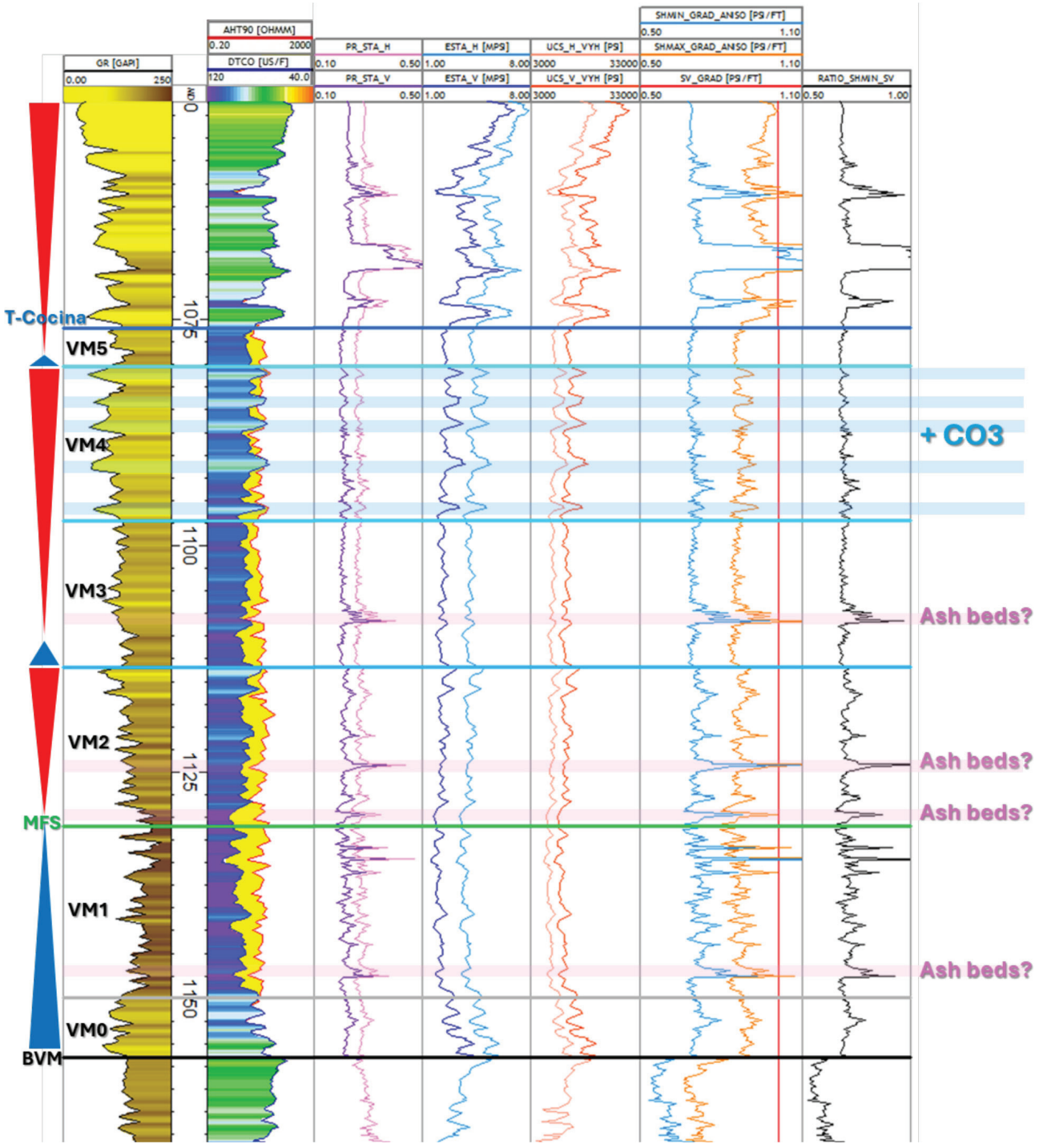


Figura 11. **Modelo geomecánico 1D de la Fm. Vaca Muerta en el área de estudio. Se presentan, de izquierda a derecha: GR, resistividad y DTCO (Passey, 1990), relaciones de Poisson estáticas horizontal y vertical, módulos de Young estáticos horizontal y vertical, UCS horizontal y vertical, gradientes de Shmin, SHmax y SV, y relación Shmin/SV. Los intervalos celestes marcan niveles de mayor contenido carbonático (+CO3), con mayor rigidez y fragilidad relativa. Los niveles en rosa señalan intervalos de baja relación de Poisson y módulo de Young reducido, interpretados como posibles ash beds argilizados.**

La relación Shmin/Sv obtenida para el intervalo cocina en el sector es de aproximadamente 0.7, lo que refleja un alto grado de anisotropía entre el esfuerzo mínimo horizontal y la sobrecarga, salvo excepciones por debajo de la MFS. Este valor posiciona favorablemente al área respecto de otras zonas de la cuenca en términos de potencial para la propagación vertical de fracturas hidráulicas. En este sentido, Weimann et al. (2024) analizan el impacto de la anisotropía Sv/Sh, o equivalentemente su inversa Shmin/Sv, sobre la altura de fractura y la productividad en pozos horizontales de Vaca Muerta. Sus resultados demuestran que pozos en zonas con alta anisotropía (Shmin/Sv ~ 0.885) presentan mayor altura de fractura, menor frecuencia de picos de régimen inverso

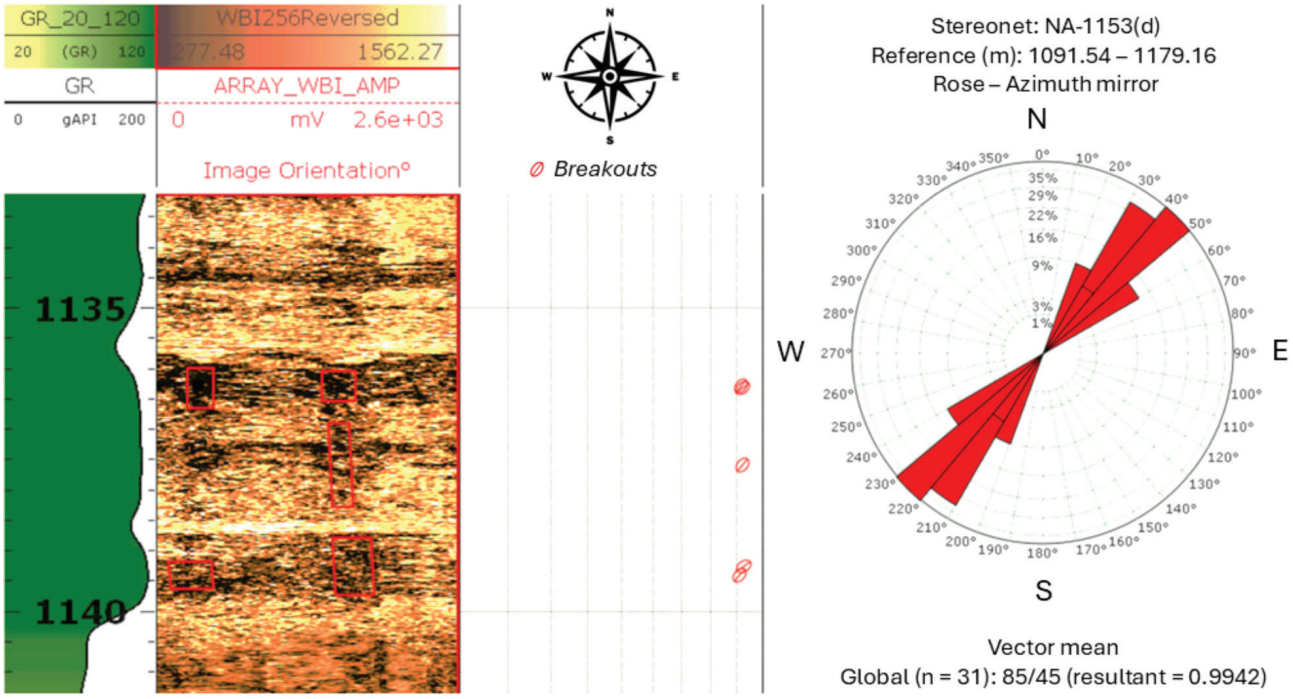


Figura 12. **Imagen de pozo mostrando breakouts y determinación de la orientación de los esfuerzos in situ. La interpretación indica un SHmin con orientación aproximada NE–SO (45°).**

y mejor performance productiva, en comparación con zonas de baja anisotropía (Shmin/Sv ~ 0.97). Estos últimos exhiben mayor cantidad de barreras geomecánicas de régimen inverso localizado, que limitan el crecimiento vertical de la fractura e impactan negativamente en la conexión entre el pozo y el reservorio.

El valor estimado de Shmin/Sv ~ 0.7 en La Esperanza indica que el intervalo cocina se encuentra muy por debajo del umbral de régimen inverso (Shmin/Sv < 1.0) a lo largo de prácticamente toda la sección de interés, lo cual es favorable para el desarrollo no convencional. En ausencia de picos localizados de Shmin que superen Sv, la fractura hidráulica podría propagarse verticalmente con menor riesgo de desarrollar componentes horizontales que disipen energía y reduzcan la altura efectiva de fractura. Esta condición, sumada al régimen de esfuerzos normal documentado (SV > SHmax > Shmin), constituye un atributo geomecánico destacado del play en este sector de la cuenca.

En cuanto a la dirección de los esfuerzos actuales, la misma fue determinada a partir de la interpretación de indicadores de esfuerzo (breakouts) en imagen de pozo (Fig. 12), corroborada por la anisotropía acústica azimutal del perfil de dipolos cruzados registrado a pozo abierto (XMAC), estableciéndose una orientación del SHmin actual de 45°. Por lo tanto, la dirección del esfuerzo máximo horizontal actual (SHmax) será normal al mismo, es decir 135°. Esta dirección resulta coherente con la reportada en áreas vecinas.

Finalmente, al integrar los resultados del análisis geomecánico con la caracterización petrofísica, con el objetivo de definir la zona óptima para el posicionamiento de un pozo horizontal, se observa que, si bien los intervalos VM1, VM2 y VM3 presentan condiciones petrofísicas favorables, las heterogeneidades geomecánicas, particularmente las asociadas a niveles por debajo de la MFS (VM1), condicionan la selección del landing zone. En este contexto, los intervalos VM2 y VM3 se posicionan como las opciones más adecuadas para el futuro desarrollo.

Geoquímica y fluidos

Para caracterizar la geoquímica orgánica de la Fm. Vaca Muerta, se consideraron mediciones de COT y estudios de pirólisis Rock Eval provenientes de pozos de Challaco Bajo, del yacimiento Challaco y El Porvenir Oeste, todos pertenecientes al bloque El Porvenir, cuyos resultados se resumen en la Figura 13.

En términos generales, los resultados geoquímicos evidencian una roca generadora con alta riqueza orgánica, elevado potencial de generación y un estado de madurez térmica correspondiente al inicio de la ventana de petróleo.

El COT medido oscila entre el 3 y el 7%, mientras que el pico S1 muestra una carga significativa (valores de 5 a 15 mg HC/g roca), indicando la presencia de hidrocarburos generados y parcialmente retenidos en la matriz. El Índice de Hidrógeno (IH), con valores concentrados entre 400 y 700 mg HC/g COT, confirma la presencia de un kerógeno con alta capacidad de generación de petróleo. En relación con la madurez térmica, los valores de TMax se agrupan en el rango de 430°C a 437°C, correspondientes al inicio de la ventana de petróleo.

La combinación de elevados valores de IH y TMax moderados refleja un sistema dominado por kerógeno tipo

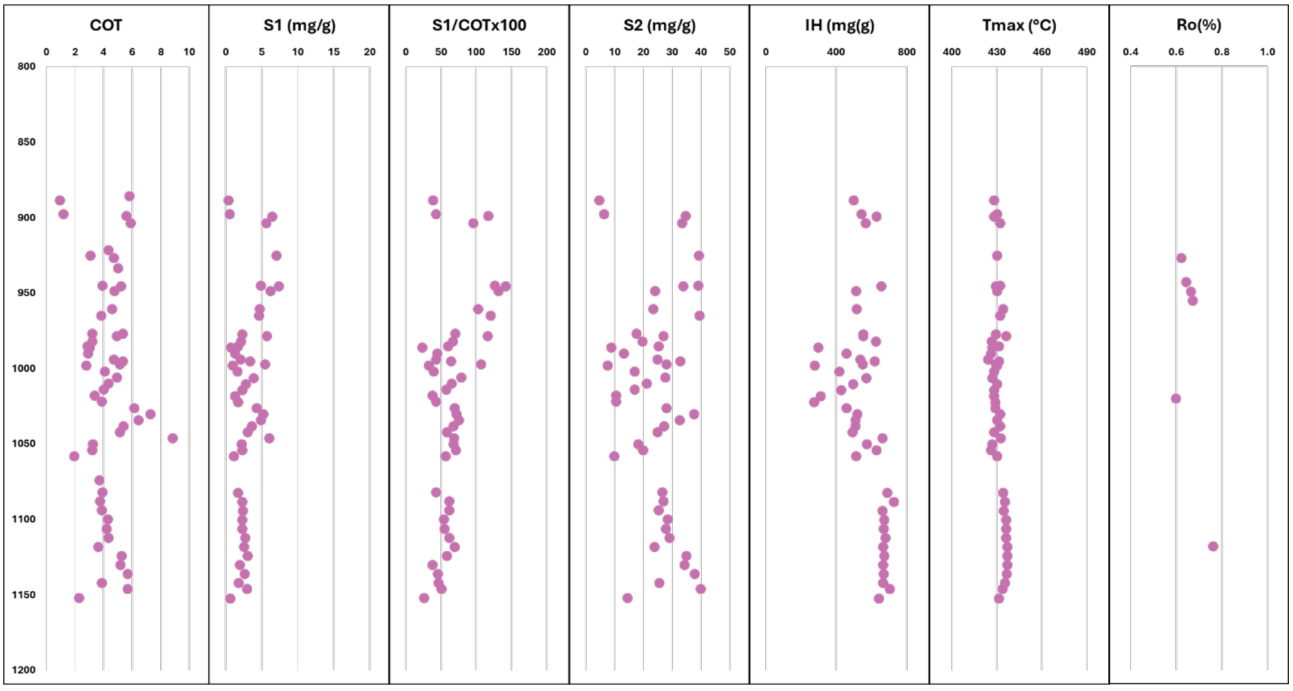


Figura 13. **Parámetros geoquímicos de roca obtenidos a partir de los estudios de COT y pirólisis Rock Eval de distintos pozos del bloque El Porvenir.**

IIS, cuya cinética de craqueo, controlada por la menor estabilidad térmica de los enlaces carbono–azufre, permite una transformación temprana de la materia orgánica en hidrocarburos líquidos, aun bajo condiciones de soterramiento moderado. Este nivel de madurez resulta coherente con la presencia de hidrocarburos líquidos móviles, evidenciada tanto en los antecedentes productivos del pozo LE.a-4 como, recientemente, en el LEN-1003.

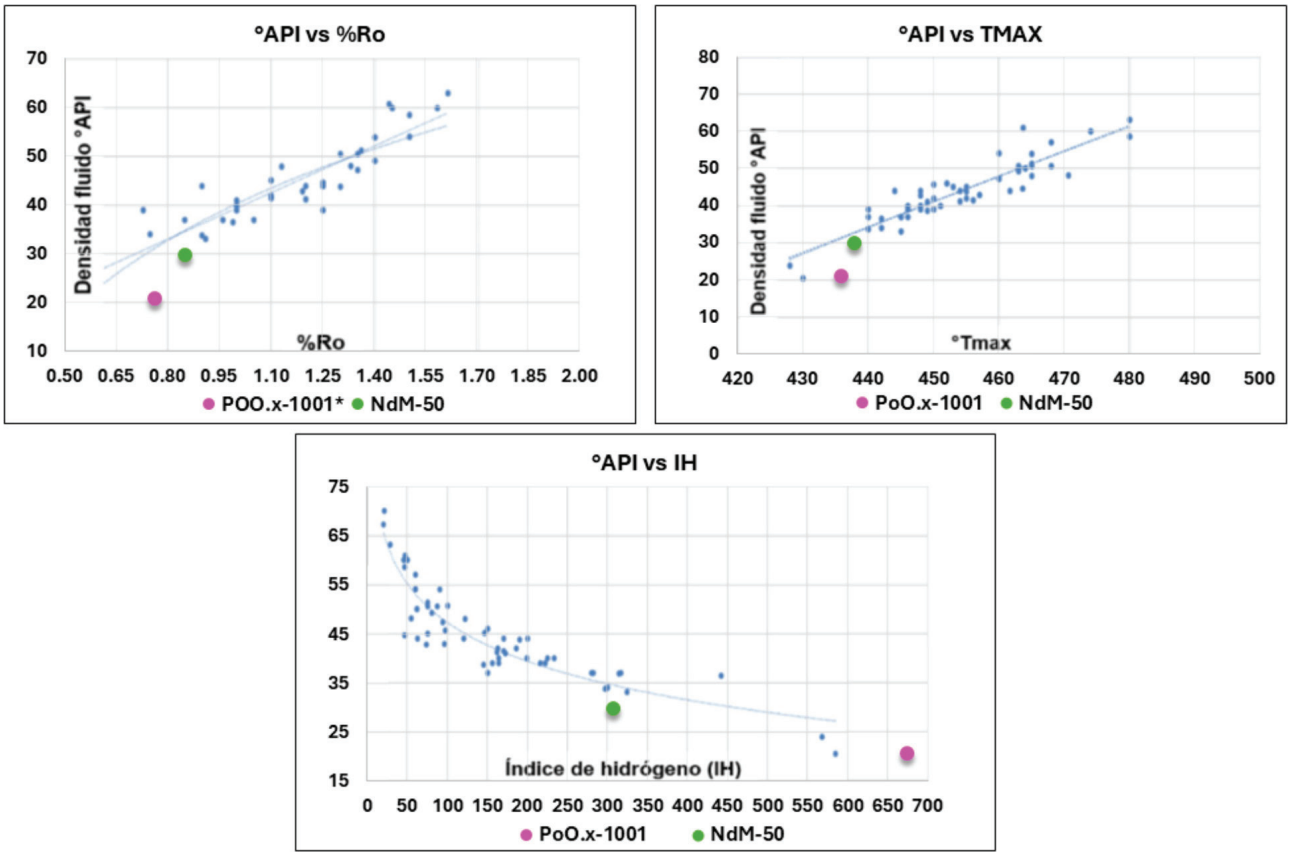


Figura 14. **Correlaciones entre parámetros geoquímicos de roca y densidad de fluido producido (°API) para pozos de la Fm. Vaca Muerta (modificado de Utgé et al. 2022).**

En cuanto a la reflectancia de vitrinita (Ro), es preciso señalar que su estimación se realizó mediante un modelo de cálculo adaptado específicamente para este proyecto. Debido a la ausencia de datos medidos en el área de estudio, se evaluaron inicialmente las propuestas de Jarvie (2012) y Brisson et al. (2020). Sin embargo, al contrastar sus resultados con datos de control provenientes de áreas vecinas, se observó que dichos enfoques tendían a subestimar y sobreestimar la Ro, respectivamente.

El resultado derivó en la siguiente expresión:

$$Ro = 0.0202*Tmax(°C) - 8.04343$$

Considerando esta fórmula, se observa que el Ro en la zona de La Esperanza se encuentra entre 0.60% en las zonas más someras y 0.76% en los sectores más profundos, cercanos a los 1125 m.

Para concluir esta sección, la geoquímica orgánica descripta permite además establecer un vínculo consistente con la calidad del crudo producido, el cual registra una gravedad API de 21° a 22°. Al analizar las correlaciones entre los parámetros geoquímicos en roca (IH, TMAX y Ro) y las mediciones de fluidos producidos (densidad API) tanto para el centro de cuenca (Utgé et al. 2022), como para el área de estudio (Fig. 14), se observa que la calidad del fluido resulta coherente con la evolución térmica de la materia orgánica. En este sentido, los valores de API registrados son compatibles con un sistema en ventana de petróleo, donde la madurez alcanzada controla tanto la generación como las características composicionales del crudo.

La integración de las distintas disciplinas consideradas permite definir un reservorio con características petrofísicas y geomecánicas favorables, así como una calidad de fluido coherente con el posicionamiento térmico del área. A continuación, se analizan los antecedentes productivos y la respuesta dinámica de la unidad, fundamental para validar el *potencial identificado*.



Producción de la Fm. Vaca Muerta

Como ya se ha mencionado previamente, el primer antecedente del área lo constituye el pozo LE.a-4, en el cual se decidió realizar la primera estimulación hidráulica en 1977, empleando aproximadamente 400 sks de agente de sostén y 100 m³ de fluido de fractura. El punzado se extendió por 27 m e involucró la parte superior de VM1, VM2 y la parte basal de VM3 (Fig. 18). Como resultado de dicho tratamiento, el pozo registró producción de petróleo durante ese mismo año, constituyendo el primer antecedente documentado de producción por fractura hidráulica en la Fm. Vaca Muerta dentro del área

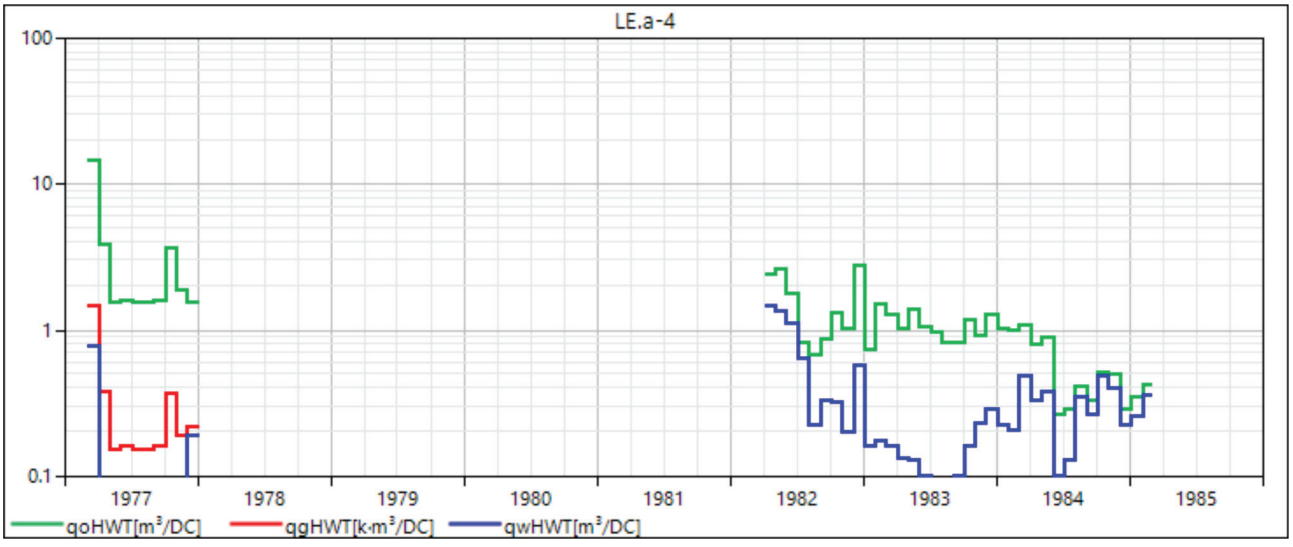


Figura 15. **Historia de producción de LE.a-4 entre 1977 y 1985.**

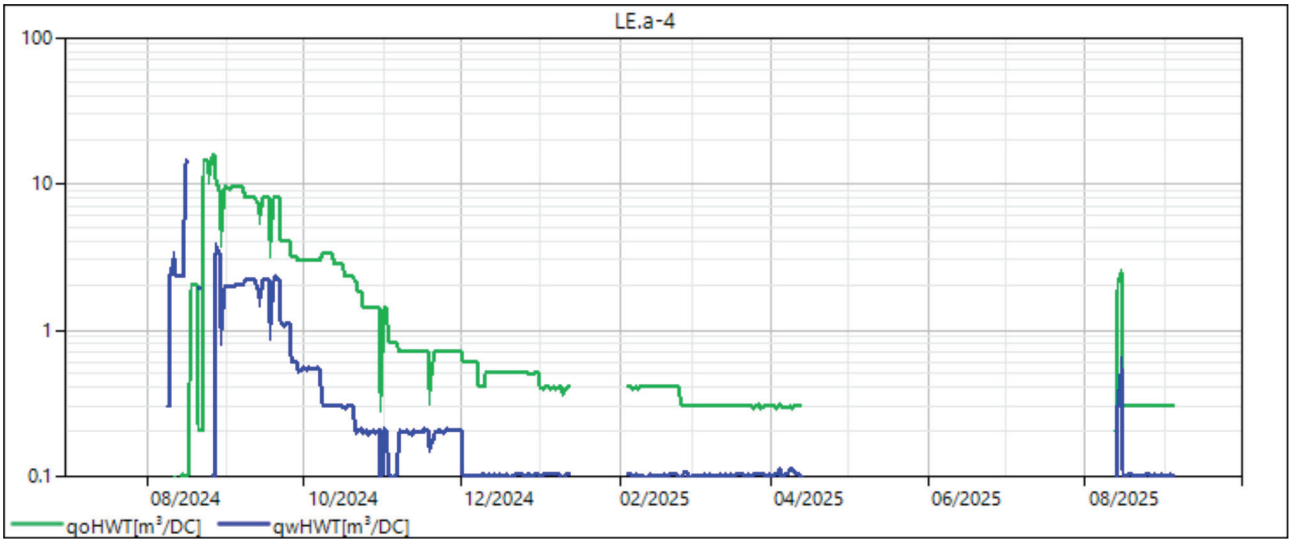


Figura 16. **Historia de producción de LE.a-4 entre 2024 y 2025.**

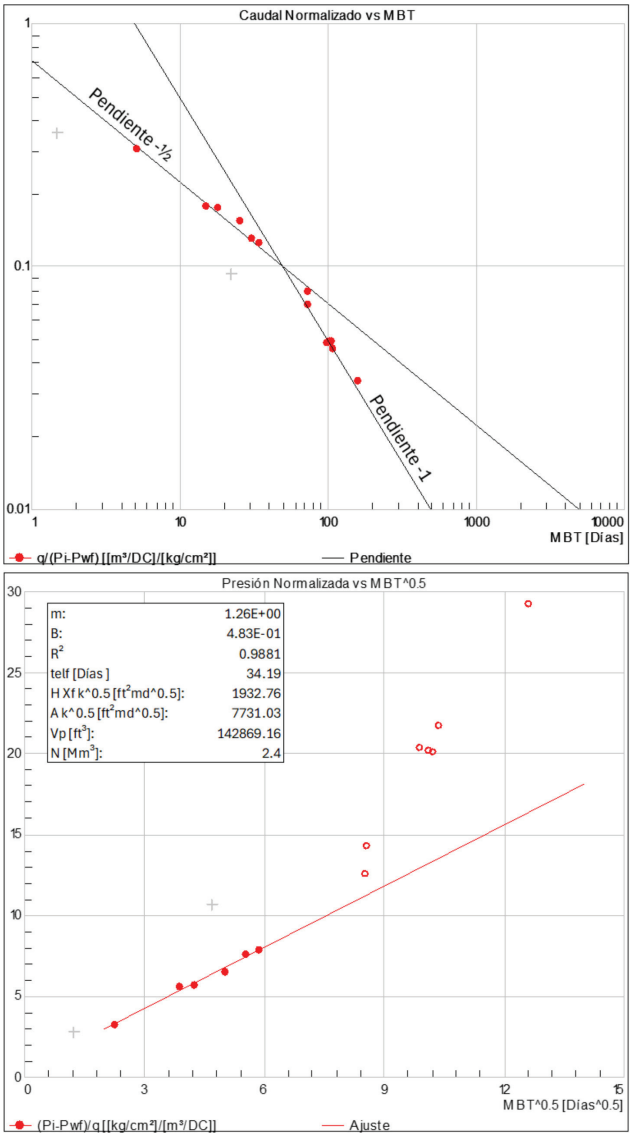


Figura 17. **Gráficos para análisis RTA de LE.a-4.**

(Fig. 15). Posteriormente, entre los años 1982 y 1985, se registró un nuevo período de producción proveniente de la misma unidad.

Durante el año 2024, el pozo fue puesto nuevamente en producción mediante bombeo mecánico, registrando una respuesta productiva inmediata y replicando la tendencia observada en la historia de producción previa (Fig. 16). Con los datos de presión, fue posible realizar un análisis RTA (Rate Transient Analysis).

El análisis RTA permitió caracterizar el régimen de flujo dominante. Para ello se evaluaron curvas de caudal y presión normalizadas en función del Material Balance Time (MBT), herramienta particularmente adecuada para el análisis de reservorios no convencionales (Fig. 17).

La curva de caudal normalizado vs. MBT, en escala log-log, exhibe una tendencia con pendiente –½ hasta alrededor de 34 días MBT (aproximadamente 60 días reales). Esta etapa inicial es consecuencia del flujo lineal de hidrocarburos desde la matriz de la roca hacia las fracturas hidráulicas y de allí al pozo. Posteriormente, se produce un quiebre y la curva comienza a exhibir pendiente –1. Esto se debe a que se ha alcanzado el límite físico del sistema de fracturas y marca el comienzo de la etapa de flujo de borde, caracterizada por una declinación más pronunciada del índice de productividad.

De manera consistente, el gráfico de presión normalizada en función de MBT0.[5] muestra el cambio de patrón de flujo. Mediante regresión de los puntos correspondientes a la etapa inicial de flujo lineal, fue posible estimar algunos parámetros de la fractura, los cuales se muestran en la figura 17. Sin embargo, no se dispone de datos confiables de permeabilidad y compresibilidad, que permitan estimar las dimensiones de la fractura mediante análisis RTA.

Con el objetivo de realizar una nueva estimulación en la Fm. Vaca Muerta y optimizar el diseño de fractura para otro pozo candidato, se compiló información de pozos verticales fracturados en áreas cercanas. Durante el período 2012–2014, los operadores implementaron diseños de estimulación agresivos, caracterizados por utilizar

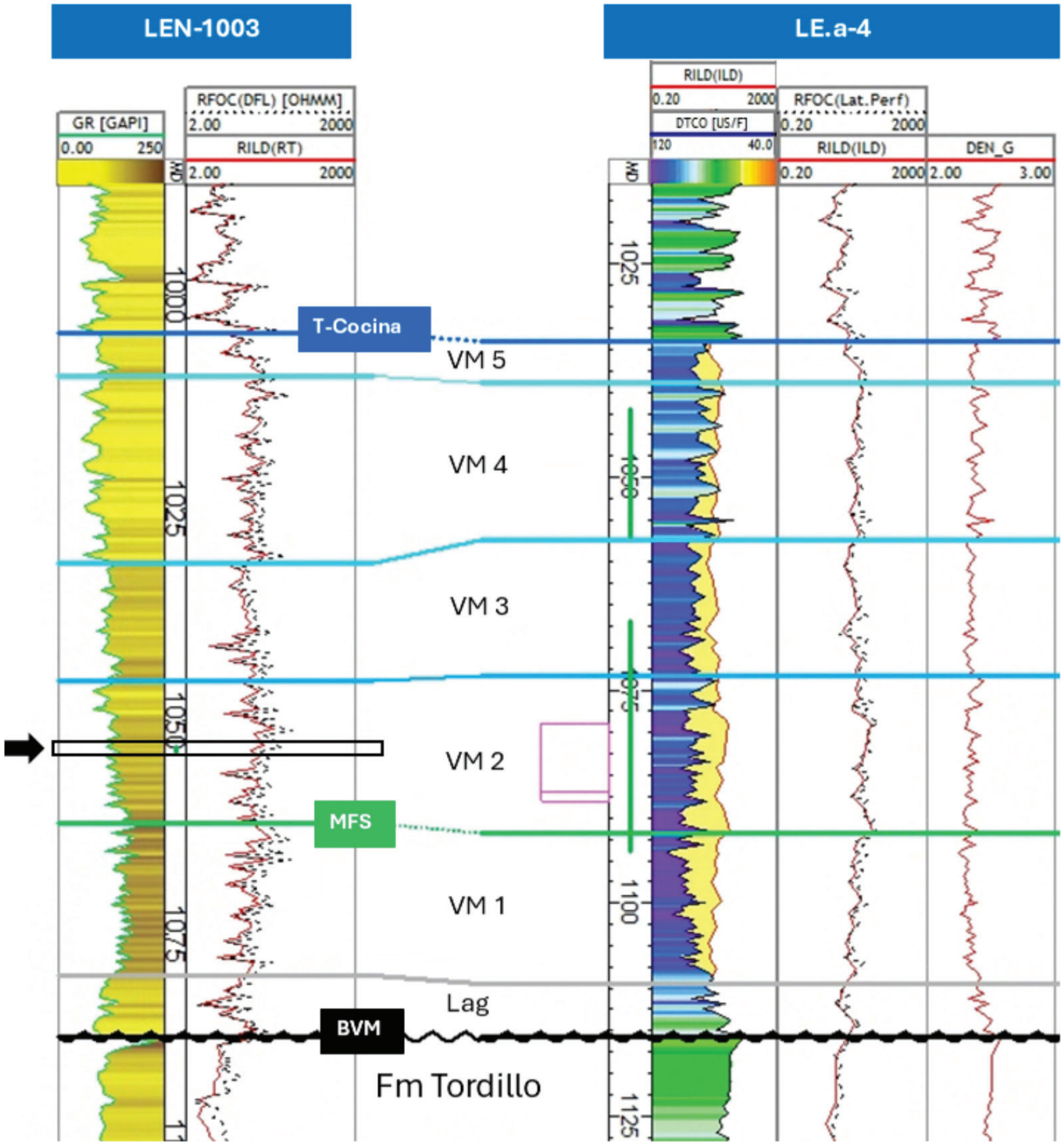


Figura 18. **Intervalos punzados en los pozos LEN-1003 (señalado en color negro) y LE.a-4 (señalado en verde sobre el track de profundidad). Es importante resaltar que el pozo LE.a-4 solo fue estimulado en el punzado inferior.**

entre 2500 y 3000 sks por etapa. Para estos pozos, el análisis de producción evidenció, por un lado, un aporte de agua superior al esperado para la Fm. Vaca Muerta, y en particular para uno de ellos, se observaron salinidades de más de 126000 ppm de TDS, aproximadamente 1,6 veces superior a los valores de referencia del pozo LE.a-4 (80000 ppm). Un perfil sónico post-fractura en este pozo particular confirmó que la fractura había crecido más allá del límite superior de la sección cocina, alcanzando a la parte basal de la Fm. Quintuco, lo que explicaría la mayor salinidad observada.

Sobre la base de estos antecedentes, en el año 2025, Oilstone Energía ejecutó una fractura hidráulica en el pozo vertical LEN-1003, con un diseño menos agresivo, que buscó replicar el concepto de un clúster de un pozo horizontal, aplicado a un pozo vertical. Para ello, se punzaron únicamente 70 cm con nueve cargas explosivas, buscando generar puntos de ingreso limitados para la fractura en el intervalo VM2 (Fig. 18).

Previo al tratamiento de fractura principal, se reali-

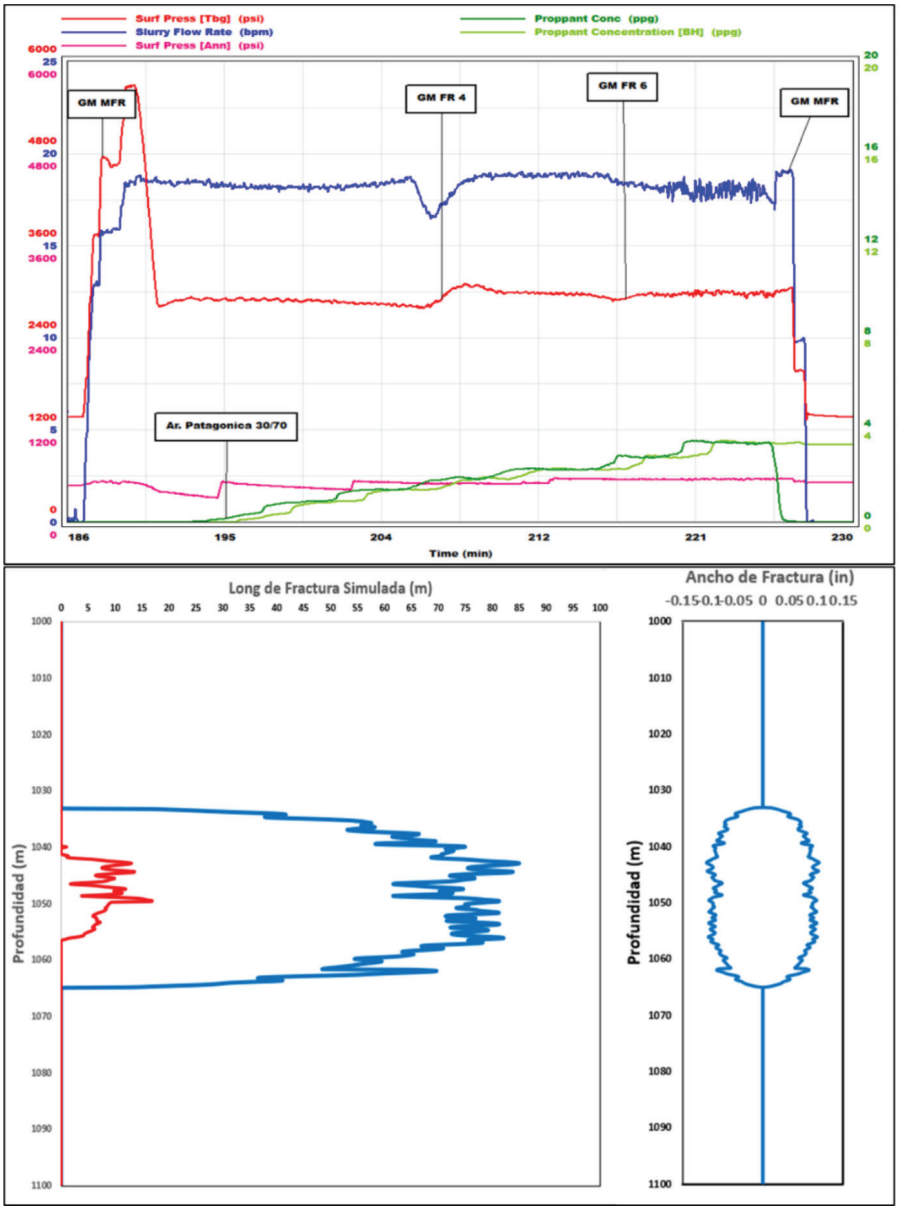
zó una prueba de ruptura mediante el bombeo de 159 litros de agua a un caudal de 2.0 bpm, obteniéndose los siguientes parámetros de referencia:

- Presión hidrostática: 1500 psi
- Presión de ruptura: 3440 psi
- ISIP: 1440 psi
- Gradiente de fractura: 0.85 psi/ft

El tratamiento principal se ejecutó con fluido base agua compuesto por un reductor de fricción (HVFR). El agente de sostén utilizado fue Arena Patagónica 30/70, con un total de 420 sks. La concentración alcanzada fue de 3.5 lb/gal, consistente con el diseño.

La Figura 19 muestra la carta de fractura junto con los parámetros principales del tratamiento de estimulación hidráulica. Las presiones de fractura durante el bombeo sobrepasaron ligeramente al SHmax y permanecieron muy por debajo del Sv, lo que sugiere que la geometría de fractura pudiera constar de características de una fractura planar en lugar de una fractura dendrítica y compleja como habitualmente se ilustra en la Fm. Vaca Muerta en sectores más profundos. Las simulaciones y análisis numéricos apuntan a valores de longitud de ala de fractura (Xf) de 75 m con una altura de fractura (Hf) de alrededor de 35 m.

Luego de llevar a cabo la fractura, se realizó un build up, con el fin de hallar otro punto de calibración de la presión poral. El ensayo arrojó una presión de reservorio de 1920 psi, resultando consistente con el gradiente de presión poral de 0.55 psi/ft, previamente estimado en el pozo LE.a-4.



Parámetro	Valor
Presión inicial	5670 psi
Presión de admisión	2860 psi
Presión promedio	3020 psi
Presión mínima	2780 psi
Presión máxima	5670 psi
Presión final	3030 psi
ISIP	1405 psi
Gradiente de fractura (GF)	0.84 psi/ft
Presión a 10 min del cierre	1340 psi
Caudal promedio	18.3 bpm
Fluido total inyectado	101.5 m³

Parámetros de fractura	Valor
Xf	75 m
Hf	35 m

Figura 19. **El gráfico superior muestra los parámetros principales del tratamiento de estimulación hidráulica del LEN-1003, mientras que el esquema de la parte inferior representa la simulación de fractura. La línea azul representa el contorno de la fractura (diseño planar); la línea roja representa el sector donde la fractura sobrepasó al Shmax, generando a su vez fracturas ortogonales (diseño dendrítico).**

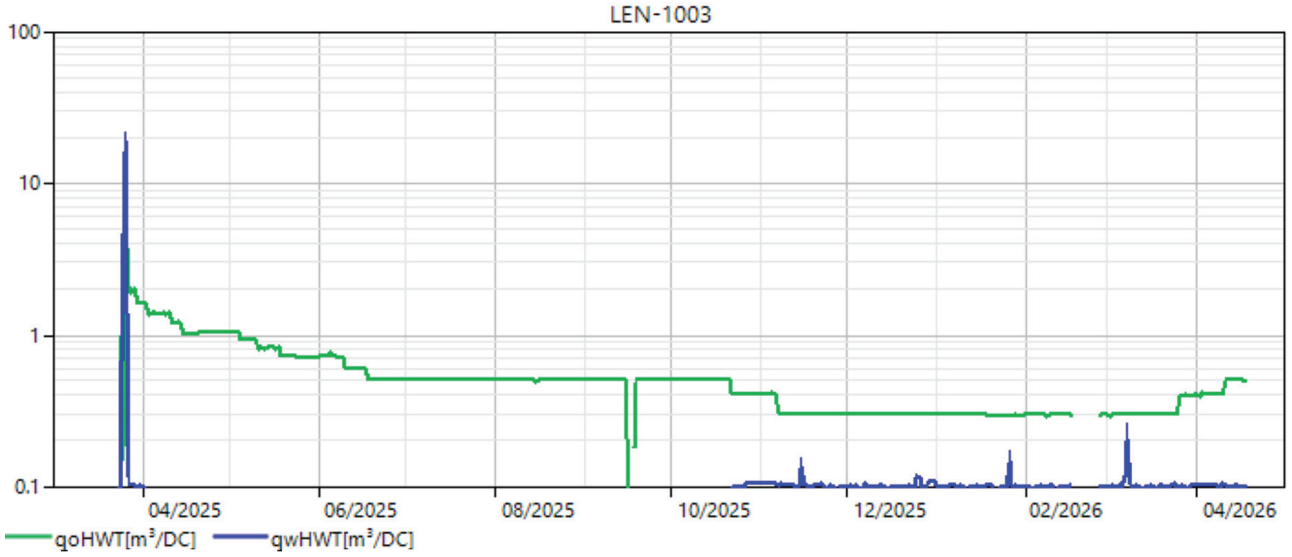


Figura 20. **Historia de producción del pozo LEN-1003.**

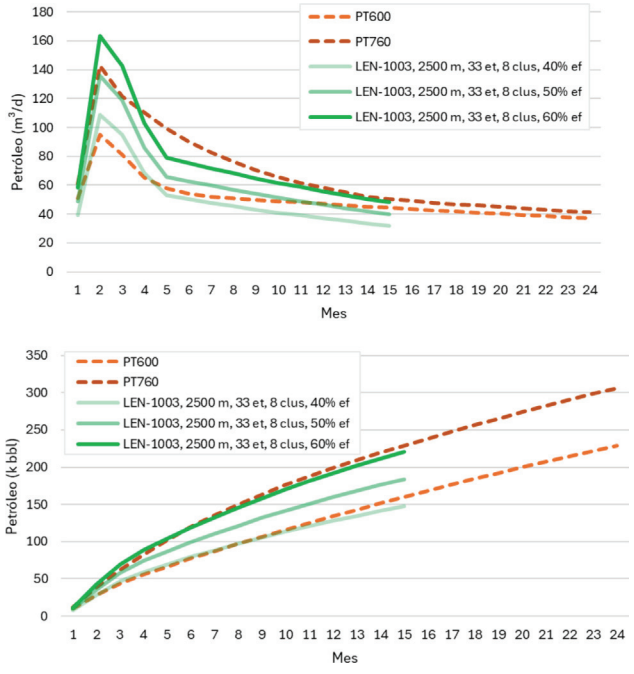


Figura 21. **Comparación de curvas tipo de petróleo (PT600 y PT760) con curvas de producción escaladas con distintas eficiencias.**

Concluido el build up, se procedió a la apertura del pozo, observándose un pico temprano de producción de 7 m³/d de petróleo (alrededor del día 3), seguido de una declinación pronunciada hasta alcanzar un nivel base del orden de 1 m³/d a los 25 días (Fig. 20). En paralelo, el comportamiento del agua mostró un pico inicial de 17 m³/d (a la par del máximo de petróleo), desapareciendo prácticamente antes del día 10. Este patrón es compatible con la recuperación de fluido de fractura (etapa de flowback), sin evidencia de aporte significativo de agua de formación.

Estos resultados confirman el potencial de la Fm. Vaca Muerta en el yacimiento La Esperanza. El pozo LE.a-4 deja de ser un caso excepcional, para pasar a constituir una prueba de concepto: con un diseño de estimulación adecuado, la sección cocina logró producir petróleo de 22° API con mínimo aporte de agua, evidenciando una respuesta efectiva de la unidad.

La convergencia de estos antecedentes productivos, junto a la caracterización integrada del reservorio, son las bases de una propuesta de desarrollo piloto futuro en el bloque El Porvenir. Para tal fin, resultó necesario definir una curva tipo de producción representativa para un pozo del proyecto, que se adapte a las geometrías y diseños de completación actuales.

Basándose en la información de producción de pozos verticales monofracturados, es posible estimar la productividad de un pozo horizontal multifracturado. Para el escalado, la literatura ha propuesto enfoques basados en el principio de superposición (Jiang et al. 2022) y en la longitud de rama horizontal (Yuan et al. 2017), estableciendo relaciones de proporcionalidad lineal entre la producción y la cantidad de fracturas o la longitud de rama horizontal, respectivamente. En el presente trabajo se optó por el principio de superposición, aplicando un escalado lineal en función del número de etapas de fractura y la cantidad de clusters por etapa e incluyendo un factor de eficiencia.

La estimación contempló los datos de producción del pozo LEN-1003. Como se mencionó previamente, el diseño de fractura ejecutado en este pozo emuló un cluster de un pozo horizontal, por lo cual fue posible escalarlo a un pozo horizontal de 2500 m de rama con 33 etapas de fractura de 8 clusters, considerando eficiencias de 40, 50 y 60% (Miller et al. 2011). En la figura 21 se muestran los resultados, que consideraron dos pozos tipo: el pozo PT760 es el más optimista, con un caudal máximo de 142 m³/d y una EUR de 760 kbbl, mientras que el pozo PT600 tiene un pico de 95 m³/d y una EUR de 600 kbbl, mostrando coherencia con la volumetría estimada en el sector. La realización de un pozo piloto horizontal permitirá ajustar la metodología de escalado, no obstante, los resultados son útiles para vislumbrar el potencial de la Fm. Vaca Muerta en el área El Porvenir.

Consideraciones finales

La Fm. Vaca Muerta en El Porvenir, en el rango de profundidad de 1000 a 1100 mbbp, presenta condiciones petrofísicas, geoquímicas y geomecánicas que la configuran como un play no convencional emergente. Una porosidad efectiva promedio del 10%, TOC de aproximadamente 4%, madurez térmica al inicio de la ventana de petróleo (Ro entre 0.60% y 0.76%), junto con fluidos de gravedad API de 21°–22° y permeabilidades en el orden de los microdarcies, definen un sistema con potencial productivo.

El régimen de esfuerzos normal documentado en este sector (SV > SHmax > Shmin), con una relación Shmin/Sv ~ 0.7, lo posiciona favorablemente frente a la propagación vertical de fracturas hidráulicas, con bajo riesgo de desarrollo de componentes horizontales que disipen energía. Asimismo, la presencia de niveles de alta relación de Poisson, posiblemente asociados a ash beds argilizados, actuaría adicionalmente como barrera de confinamiento vertical frente a la Fm. Tordillo subyacente.

La integración del análisis geomecánico con la caracterización petrofísica indica que, si bien los intervalos VM1, VM2 y VM3 presentan condiciones favorables de reservorio, las heterogeneidades geomecánicas, particularmente por debajo de la MFS (VM1), condicionan la selección del landing zone. En este contexto, los intervalos VM2 y VM3 se posicionan como las alternativas más adecuadas para el desarrollo con pozos horizontales.

La ejecución de la fractura hidráulica en el pozo LEN-1003 en 2025, realizada en el intervalo VM2 con un diseño controlado orientado a replicar el concepto de un clúster de pozo horizontal, produjo petróleo de 22° API con mínimo aporte de agua de formación, validando el concepto productivo y convirtiendo al pozo LE.a-4 en una prueba de concepto replicable. La presión de reservorio obtenida en el build up (1920 psi) confirmó además el gradiente de presión poral previamente estimado (0.55 psi/ft), otorgando solidez al modelo geomecánico.

Entre las ventajas operativas del área se destacan la menor profundidad del objetivo respecto al centro de cuenca, con impacto directo en tiempos y costos de perforación, la existencia de infraestructura de superficie instalada y la disponibilidad de agente sostén de cercanía, con propiedades adecuadas para los requerimientos de diseño dentro de los bloques de Oilstone Energía, lo que podría reducir significativamente los costos de completación. En este sentido, la implementación de un piloto con pozos horizontales, sustentado en curvas tipo estimadas (EUR entre 600 y 760 kbbl), constituye el siguiente paso para definir los parámetros óptimos de desarrollo.

Referencias citadas

Archie, G.E., 1942. The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics. Transactions of the AIME, 146(1).

Borbolla, M.C., Cruz, C.E., Villar, H.J., Annizzotto, N., D'Odorico Benites, P., y Cattaneo, D., 2014. Formación Vaca Muerta: variación lateral de facies y su implicancia en los cambios de espesor hacia el borde de cuenca. En: IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Simposio de Recursos No Convencionales: Ampliando el Horizonte Energético.

Brisson, I., 2005. Sistema petrolero de Cupén Mahuida. YPF, informe interno.

Brisson, I., Fasola, M., y Villar, H.J., 2020. Organic geochemical patterns of the Vaca Muerta Formation. En: Minisini, D., Fantín, M., Lanusse Noguera, I., y Leanza, H.A. (eds.), Integrated Geology of Unconventionals: The Case of the Vaca Muerta Play, Argentina. AAPG Memoir 121, p. 297–328.

Cevallos, M., 2005. Análisis estratigráfico de alta frecuencia del límite Kimmeridgiano–Tithoniano en el subsuelo de la Dorsal de Huincul, Cuenca Neuquina. En: VI Congreso Argentino de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Actas en CD, Mar del Plata.

Cruz, C.E., Robles, F., Sylwan, C.A., y Villar, H.J., 1999. Los sistemas petroleros jurásicos de la Dorsal de Huincul, Cuenca Neuquina, Argentina. En: IV Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Tomo I, Mar del Plata, p. 175–195.

Desjardins, P., Fantín, M., González Tomassini, F., Reijenstein, H., Sattler, F., Domínguez, F., Kietzmann, D.A., Leanza, H.A., Bande, A., Benoit, S., Borgnia, M., Vittore, F., Simo, T., y Minisini, D., 2018. Regional seismic stratigraphy. En: González, G., Vallejo, M.D., Kietzmann, D.A., Marchal, D., Desjardins, P., González Tomassini, F., Gómez Rivarola, L., y Domínguez, R.F. (eds.), Regional Cross Section of the Vaca Muerta Formation. IAPG Special Publication, Buenos Aires, p. 5–22.

Domínguez, R.F., Leanza, H.A., Fantín, M., Marchal, D., y Cristallini, E., 2020. Basin configuration during the Vaca Muerta times. En: Minisini, D., Fantín, M., Lanusse Noguera, I., y Leanza, H.A. (eds.), Integrated Geology of Unconventionals: The Case of the Vaca Muerta Play, Argentina. AAPG Memoir 121, p. 141–162.

Eaton, B.A., 1975. The equation for geopressure prediction from well logs. SPE-5544-MS, Society of Petroleum Engineers.

Gorshkov, A.M., 2019. Permeability measurements of Bazhenov Formation rocks on plugs and crushed core. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, 272, 032005.

Heller, R., Vermylen, J., y Zoback, M., 2014. Experimental investigation of matrix permeability of gas shales. AAPG Bulletin, 98(5), p. 975–995.

Hernández, R., y Orunese, A., 1991. Caracterización área El Porvenir. Informe interno.

Hogg, S.L., 1993. Geology and hydrocarbon potential of the Neuquén Basin. Journal of Petroleum Geology, 16(4), p. 383–396.

Jarvie, D.M., 2012. Shale resource systems for oil and gas: Part 2—Shale-oil resource systems. En: Breyer, J.A. (ed.), Shale Reservoirs—Giant Resources for the

21st Century. AAPG Memoir 97, p. 89–119.
Jarvie, D.M., Hill, R.J., Ruble, T.E., y Pollastro, R.M., 2007. Unconventional shale-gas systems: The Mississippian Barnett Shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment. AAPG Bulletin, 91, p. 475–499.
Jiang, B., Mu, L., Yan, Y., Li, Q., Wu, Z., Chen, J. y Zhang, Q., 2022. Calculation Method of Productivity for Shale Oil in Volumetric Fractured Horizontal Wells. ACS Omega, 7, p. 20495–20504.
Luffel, D.L., y Hopkins, C.W., 1993. Matrix permeability measurement of gas productive shales. En: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, SPE-26633.
Miller, C., Waters, G., y Rylander, E., 2011. Evaluation of Production Log Data from Horizontal Wells Drilled in Organic Shales. SPE North American Unconventional Gas Conference and Exhibition, The Woodlands, Texas, USA, 14–16 June. Paper SPE-144326-MS.
Minisini, D., Desjardins, P., Otharán, G., Paz, M., Kietzmann, D.A., Eberli, G., Simo, T., Zavala, C., y Heine, C., 2020. Sedimentology, depositional model, and implications for reservoir quality. En: Minisini, D., Fantín, M., Lanusse Noguera, I., y Leanza, H.A. (eds.), Integrated Geology of Unconventionals: The Case of the Vaca Muerta Play, Argentina. AAPG Memoir 121, p. 201–236.
Mosquera, A., Silvestro, J., Ramos, V.A., Alarcón, M., y Zubiri, M., 2011. La estructura de la Dorsal de Huincul. En: Relatorio del XVIII Congreso Geológico Argentino, Neuquén, p. 385–397.
Naides, C., y Marchal, D., 2022. Caracterización petrofísica de un reservorio shale, Formación Vaca Muerta, utilizando información de corona y análisis digital multi-escala (DRA). En: Actas del Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (CONEXPLO), IAPG.
Passey, Q.R., Creaney, S., Kulla, J.B., Moretti, F.J., y Stroud, J.D., 1990. A practical model for organic richness from porosity and resistivity logs. AAPG Bulletin, 74, p. 1777–1794.
Romero-Sarmiento, M.F., Ramiro-Ramirez, S., Berthe, G., Fleury, M., y Littke, R., 2017. Geochemical and petrophysical source rock characterization of the Vaca Muerta Formation, Argentina: Implications for unconventional petroleum resource estimations. International Journal of Coal Geology, 184, p. 27–41.
Sampietro, C., 2026. Caracterización petrofísica y selección de zonas con potencial de "landing" en la Formación Vaca Muerta utilizando machine learning. En: XII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos.
Santiago, M., Rauzi, R.S., Laffitte, G.A., y Alvarado, O., 2014. La Formación Vaca Muerta como objetivo exploratorio no convencional en la subcuenca de Picún Leufú, Neuquén, Argentina. En: Simposio de Recursos No Convencionales, IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, p. 275–310.
Schlumberger, 1982. Natural gamma ray spectrometry essentials. Schlumberger Ltd.
Schmoker, J.W., y Hester, T.C., 1983. Organic carbon in Bakken Formation, United States portion of Williston Basin. AAPG Bulletin, 67, p. 2165–2174.
Sosa Massaro, A., Frydman, M., Lombardo, E., Canatelli, A., Arguello, J., de Barrio, T., Marchal, D., Terán, C., Hryb, D., Díaz, E., Cruz, L., Paris, M., y Nawratil, A., 2022. Transecta geomecánica de la Formación Vaca Muerta: un nuevo proyecto de coopetición. En: Actas del Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (CONEXPLO), IAPG, Buenos Aires.
Tinni, A., Fathi, E., Agarwal, R., Sondergeld, C., Akkutlu, Y., y Rai, C., 2012. Shale permeability measurements on plugs and crushed samples. En: SPE Canadian Unconventional Resources Conference, Calgary, SPE-162235-MS.
Utgé, S., Domínguez, F., Fasola, M., Ponce, C., Bernhardt, C., y Sagasti, G., 2022. Caracterización integral a escala de cuenca de la Formación Vaca Muerta como reservorio no convencional. En: Actas del 11° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG.
Varela, R., Marchal, D., Cuervo, S., Lombardo, E., Perl, Y., Hryb, D., Pateti, P., y Nielsen, O., 2020. Geomechanics: Pressure, stress field, and hydraulic fractures. En: Minisini, D., Fantín, M., Lanusse Noguera, I., y Leanza, H.A. (eds.), Integrated Geology of Unconventionals: The Case of the Vaca Muerta Play, Argentina. AAPG Memoir 121, p. 351–376.
Varela, R.A., y Maniere, J.L., 2016. Successful dynamic closure test using controlled flow back in the Vaca Muerta Formation. En: SPE Argentina Exploration and Production of Unconventional Resources Symposium, SPE, Buenos Aires.
Villar, H.J., Legarreta, L., Cruz, C.E., Laffitte, G.A., y Vergani, G., 2005. Los cinco sistemas petroleros coexistentes en el sector sudeste de la Cuenca Neuquina. En: VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Actas en CD, Mar del Plata.
Vittore, F., Licitra, D., Quiroga, J., y Hernández, C., 2018. Geología y desarrollo de la Formación Vaca Muerta en el yacimiento Loma Campana, Cuenca Neuquina. Revista de la Asociación Geológica Argentina, 75(2), p. 253–257.
Wavrek, D., Quick, J., Collister, J., Dahdah, N., Laffitte, G.A., y del Vo, S., 1994. Neuquén Basin: An integrated geochemistry study. ESRI-YPF Technical Report 94-08-422, v. 2.
Weimann, M.I., Winograd, E.A., Espindola, B., d'Huteau, Y.F., Hryb, D.E., Fasola, M.E., Licitra, D.T., y Pucho, M.S., 2024. Unconventional variables that impact on fracture height growth on Vaca Muerta Formation and its implications for fracture simulation and well productivity. En: SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition, The Woodlands, Texas.
Yuan, G., Dwivedi, P., Kwok, C.K. y Malpani, R., 2017. The Impact of Increase in Lateral Length on Production Performance of Horizontal Shale Wells. En: SPE Europec featured at 79th EAGE Conference and Exhibition.

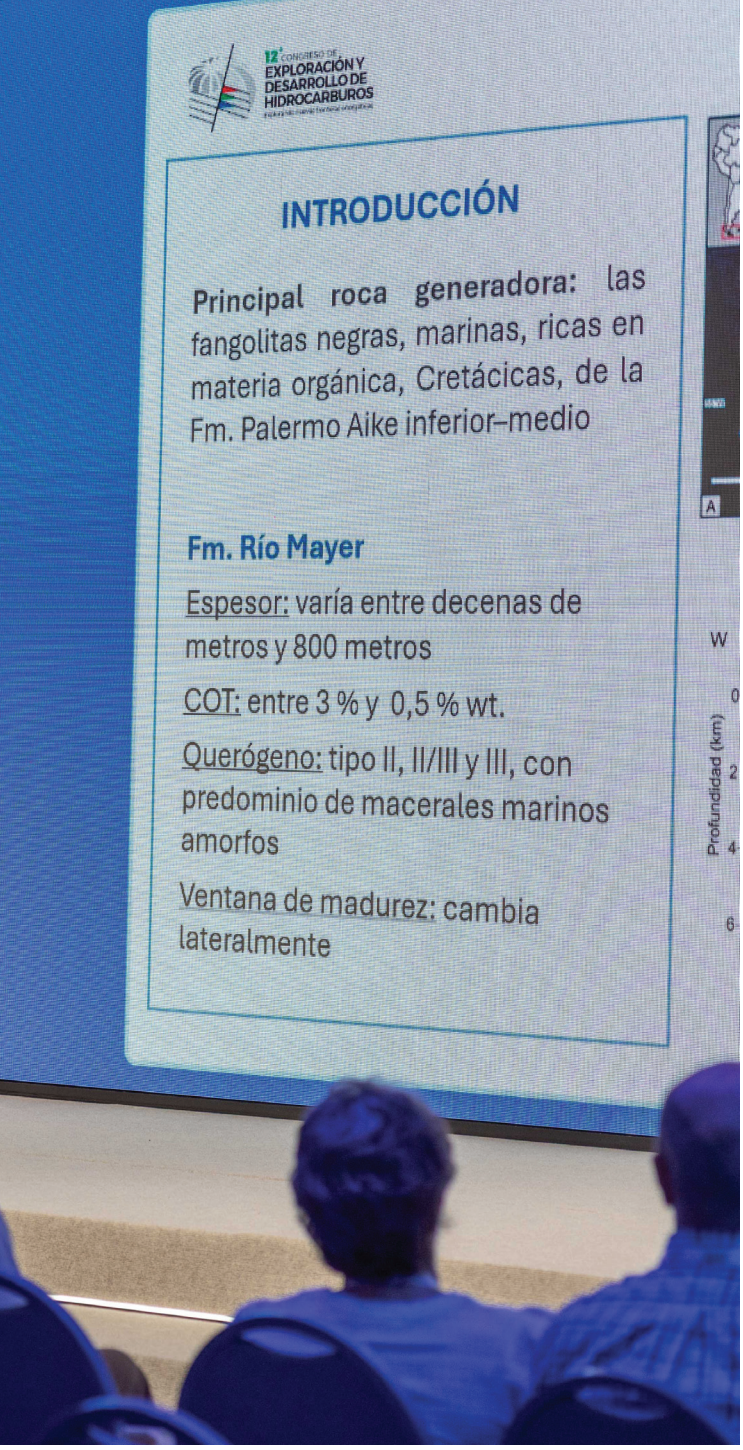


El estudio vincula los afloramientos de la Fm. Río Mayer, en el Parque Nacional Los Glaciares, con los pozos de la cuenca e identifica en superficie el equivalente de PAI-40, uno de los principales objetivos no convencionales.

Por ***Julián Fantín, Ricardo Fabián Domínguez, Silvana Utgé, Germán Guerra, Juan Ignacio Miranda, Leonardo Simonetto, Santiago Periale, Santiago Medel y Juan Spacapan*** (YPF), ***Lara Fernández Kavanagh y Agostina Giunta*** (YTEC), ***Matías Ghiglione*** (IDEAN-UBA), ***Sebastián Richiano y Andrés Bilmes*** (IPGP-CONICET; UNPSJB), ***Leandro D´Elia*** (CIG CONICET-UNLP) y ***Miguel Ezpeleta*** (Universidad Nacional de Córdoba)

Este trabajo fue seleccionado del 12º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, *Simposio: Exploración y Sistemas Petroleros.*

Integración estratigráfica entre afloramientos y subsuelo para la evaluación del play no convencional Palermo Aike, Cuenca Austral, Argentina



Este trabajo tiene como objetivo profundizar el conocimiento del play no convencional (NOC) de la Fm. Palermo Aike Inferior (PAI), roca madre de la Cuenca Austral, mediante la integración de datos de afloramiento y subsuelo. En particular, se busca identificar en superficie los niveles y subdivisiones internas de PAI que actualmente se evalúan en pozos exploratorios. En este contexto, la pregunta central del estudio es qué intervalos de la Fm. Río Mayer aflorante pueden considerarse equivalentes a los niveles de mayor interés exploratorio definidos en subsuelo para Palermo Aike.

Históricamente, la Cuenca Austral ha presentado limitaciones en la cantidad de datos y antecedentes disponibles para estimar con precisión el comportamiento de PAI como reservorio NOC. Aunque numerosos pozos atravesaron completamente esta unidad, su objetivo geológico principal estuvo enfocado en reservorios convencionales subyacentes a la roca madre. Por este motivo, en ninguno de ellos se evaluó específicamente la productividad de PAI, aun cuando existen publicaciones y estudios que describen su potencial (Legarreta y Villar 2011; Covellone 2012; Belotti et al. 2014; Cevallos et al. 2019; Periale et al. 2022; Rojas et al. 2022; Jait et al. 2024). Durante los últimos años se realizaron los primeros workovers con fracturas, orientados principalmente a comprobar el tipo y la movilidad de los fluidos. Hacia fines de 2023 se perforó Maypa.x-1, el primer pozo piloto con rama horizontal, que investigó su potencial mediante fracturas de tipo NOC y permitió realizar ensayos de producción (Domínguez et al. 2026). Los resultados obtenidos fueron alentadores y actualmente se encuentran en análisis.

La limitada disponibilidad de información sobre PAI fue el principal fundamento para encarar un estudio detallado en los sectores donde la roca madre aflora, con el propósito de establecer correlaciones estratigráficas con los datos disponibles de subsuelo. La unidad aflorante considerada análoga a la Fm. Palermo Aike Inferior es la Fm. Río Mayer (Richiano 2012).

Para este estudio se adquirieron datos de campo y de subsuelo, complementados con análisis de laboratorio. Esta información permitió definir criterios geológicos, geoquímicos y cronoestratigráficos para correlacionar las unidades entre ambas zonas. A partir de esos criterios se identificaron en superficie niveles equivalentes a los investigados en pozos, estableciendo el eje central del trabajo: pasar de la descripción local de afloramientos y pozos a una correlación regional aplicable a la evaluación exploratoria del play.

Ubicación y contexto geológico

El área de estudio se ubica en el sector norte de la Cuenca Austral, en la provincia de Santa Cruz. Incluye afloramientos de la roca madre localizados en la faja plegada y corrida, entre el Lago Argentino y el Lago Viedma, dentro del Parque Nacional Los Glaciares, así como pozos ubicados aproximadamente 50 y 150 km al este de los afloramientos. La ubicación del área de estudio, junto con los afloramientos y la distribución de los pozos utilizados para la correlación con el subsuelo, se muestra en la Fig. 1.

La Fm. Palermo Aike Inferior es una unidad estratigráfica de subsuelo de edad cretácica inferior, reconocida como la principal roca madre del sistema petrolero en este sector de la Cuenca Austral (Kelly 1963, en Calegari 2024). En superficie, su equivalente litológico y temporal corresponde a la Fm. Río Mayer (Richiano 2012). Ambas unidades registran edades comprendidas entre el Berriasiano-Valanginiano en sus niveles basales y el Albiano en la parte superior (Hatcher 1897; Richiano 2012; Jait et al. 2024; Domínguez et al. 2026).

En subsuelo, PAI buza regionalmente desde el este hacia el sudoeste y alcanza cotas inferiores a 6000 m en la zona más profunda de la cuenca, hacia el sector centro-oeste (Miller et al. 2022). Hacia occidente, la unidad aflora como resultado del levantamiento asociado a la faja plegada y corrida, donde se encuentran los aflora-

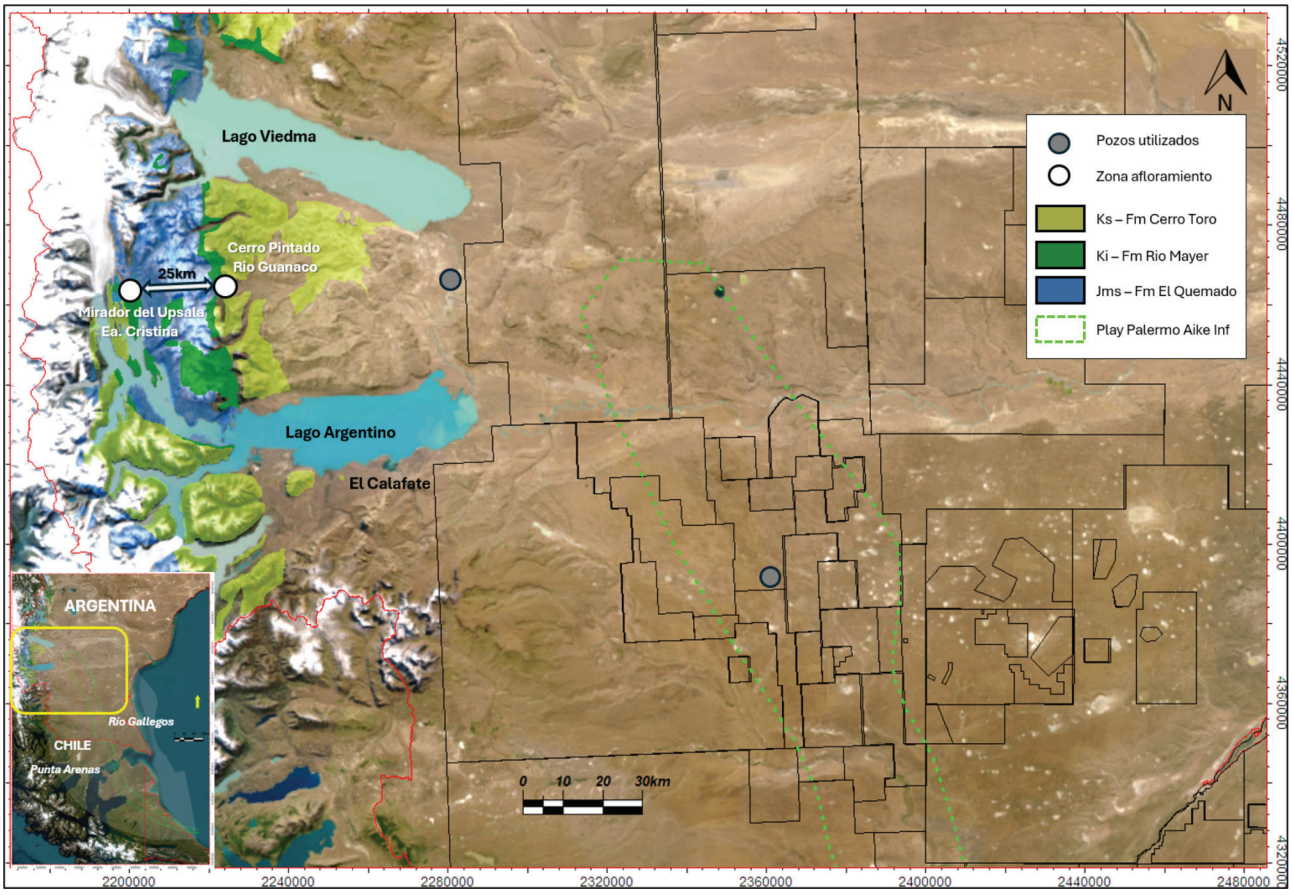


Figura 1. **Ubicación del área de estudio, con los afloramientos y los pozos utilizados para la correlación estratigráfica entre superficie y subsuelo.**

mientos de la Fm. Río Mayer (Ghiglione et al. 2014). Los espesores varían entre aproximadamente 150 m hacia el sector este y cerca de 900 m en algunos depocentros locales (Rojas et al. 2022; Domínguez et al. 2026).

Sobre esta unidad se define el play no convencional Palermo Aike, con una extensión aproximada de 12.500 km^2 dentro del sector argentino de la Cuenca Austral. Dentro de esa región se reconoce una zona de mayor interés exploratorio, caracterizada por espesores significativos de PAI, condiciones de madurez térmica favorables, valores adecuados de riqueza orgánica y condiciones de presión y temperatura compatibles con una potencial acumulación económica de hidrocarburos. En dicha zona, PAI alcanza un espesor aproximado de 450 m (Rojas et al. 2022; Domínguez et al. 2026) (Fig. 2).

La Fm. Palermo Aike Inferior está compuesta principalmente por pelitas oscuras con intercalaciones de limolitas y tobas. Los niveles pelíticos oscuros poseen potencial generador de hidrocarburos, con valores de carbono orgánico total (COT) cercanos al 2% y niveles

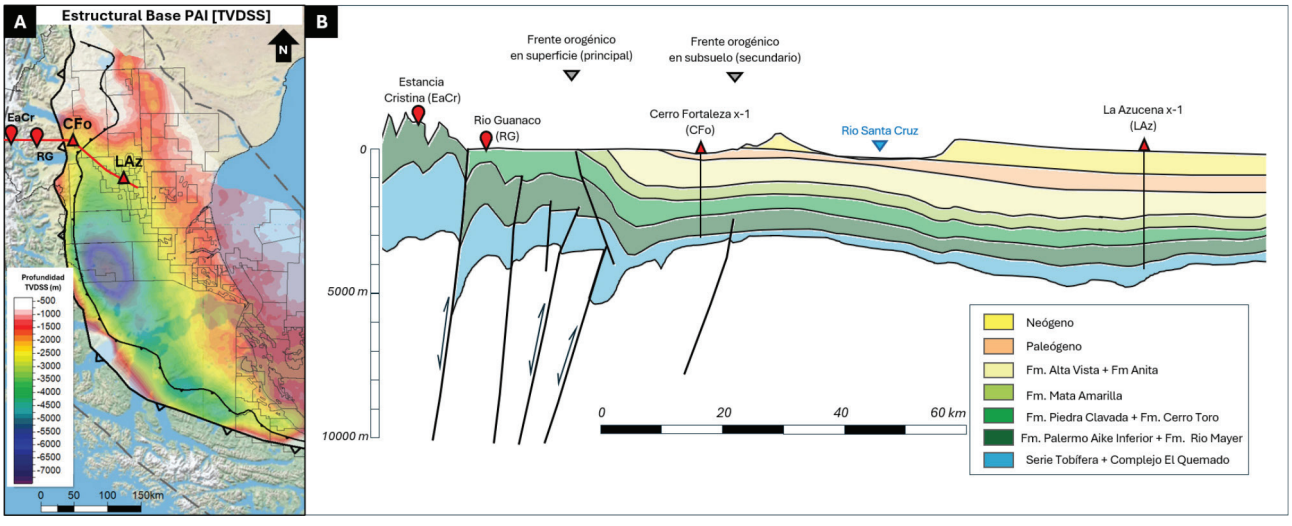


Figura 2. **a) Mapa estructural (TVDSS, true vertical depth subsea) de la base de la Formación Palermo Aike Inferior (PAI). b) Sección estructural compuesta, basada en datos de afloramientos (modificado de Ghiglione et al. 2014; Ghiglione y Ronda 2019) y de subsuelo (datos sísmicos 2D, 3D y markers de pozos).**

puntuales que superan el 3-4%, tanto en pozos como en diferentes localidades aflorantes (Rojas et al. 2022; Giunta et al. 2025).

En superficie, la Fm. Río Mayer se subdivide en tres miembros: Inferior, Medio y Superior (Richiano 2012; Richiano et al. 2015). Durante el levantamiento de perfiles se midieron, hacia el oeste, espesores parciales superiores a 750 m en la zona de Estancia Cristina y cercanos a 800 m en la región de la Seccional Río Guanaco. El intervalo relevado está compuesto principalmente por pelitas negras laminadas y masivas, con presencia de nódulos calcáreos, intercalaciones heterolíticas limosas y areniscas muy finas. Los niveles pelíticos predominan en las secciones inferior y superior de la unidad, mientras que la sección media está compuesta por una capa de margas grises de entre 40 y 90 m de espesor. En toda la unidad se reconocen restos de invertebrados y trazas fósiles (Richiano 2012; Richiano et al. 2015).

Estudios previos basados en datos de afloramientos y pozos, incluyendo coronas, perfiles y cuttings, interpretan que la Fm. Palermo Aike corresponde a una sucesión de depósitos de plataforma nerítica externa e interna, con alternancia de niveles anóxicos y niveles de mayor oxigenación (Richiano et al. 2025). El mapa estructural regional, a escala de cuenca, de la base de la Fm. Palermo Aike, basado en datos sísmicos 2D y 3D y correlaciones de cientos de pozos, se muestra en la Fig. 2a. La sección estructural regional compuesta, que vincula la zona de perfiles de afloramiento (modificado de Ghiglione et al. 2014; Ghiglione y Ronda 2019) con los pozos Cerro Fortaleza x-1 (YPF.SC.ACFo.es-1) y La Azucena x-1 (QC.SC.ALAz.x-1), a partir de datos de subsuelo (datos sísmicos 2D, 3D y markers de pozos), se presenta en la Fig. 2b.

Metodología de trabajo

La metodología consistió en combinar datos de campo, obtenidos en afloramientos de la Fm. Río Mayer, con información de dos pozos ubicados en la zona de interés. Este enfoque permitió correlacionar ambas fuentes y avanzar en la caracterización estratigráfica de la unidad y de su potencial petrolero.

Los trabajos de campo incluyeron medición de espesores, descripción de unidades estratigráficas y muestreo sistemático de rocas para análisis de laboratorio. La descripción litológica tuvo como objetivo reconocer las unidades aflorantes y compararlas con niveles equivalentes del subsuelo. Para fortalecer esta correlación se utilizaron perfiles de gamma ray (GR) medidos en afloramiento, modelos multi-minerales, datos de elementos químicos obtenidos mediante Fluorescencia de Rayos X (FRX) y Difracción de Rayos X (DRX), información de riqueza orgánica, Carbono Orgánico Total (%COT), y datos geocronológicos y bioestratigráficos, incluyendo dataciones U-Pb en circones. Estos análisis se aplicaron tanto a muestras de afloramiento como de subsuelo.

Las dos localidades de trabajo son el Mirador del Upsala, ubicado en proximidad a la Estancia Cristina, en afloramientos de la Fm. Río Mayer localizados sobre la margen del Lago Guillermo, y la margen sur del Cerro Pintado, en la zona de Río Guanaco. Ambas localidades se encuentran dentro del Parque Nacional Los Glaciares.

Los mismos estudios de laboratorio se aplicaron a recortes de perforación de dos pozos (cuttings) ubicados hacia el este. El pozo más cercano, Cerro Fortaleza x-1 (YPF.SC.ACFo.es-1), se encuentra a 55 km de los afloramientos, mientras que el segundo es La Azucena x-1

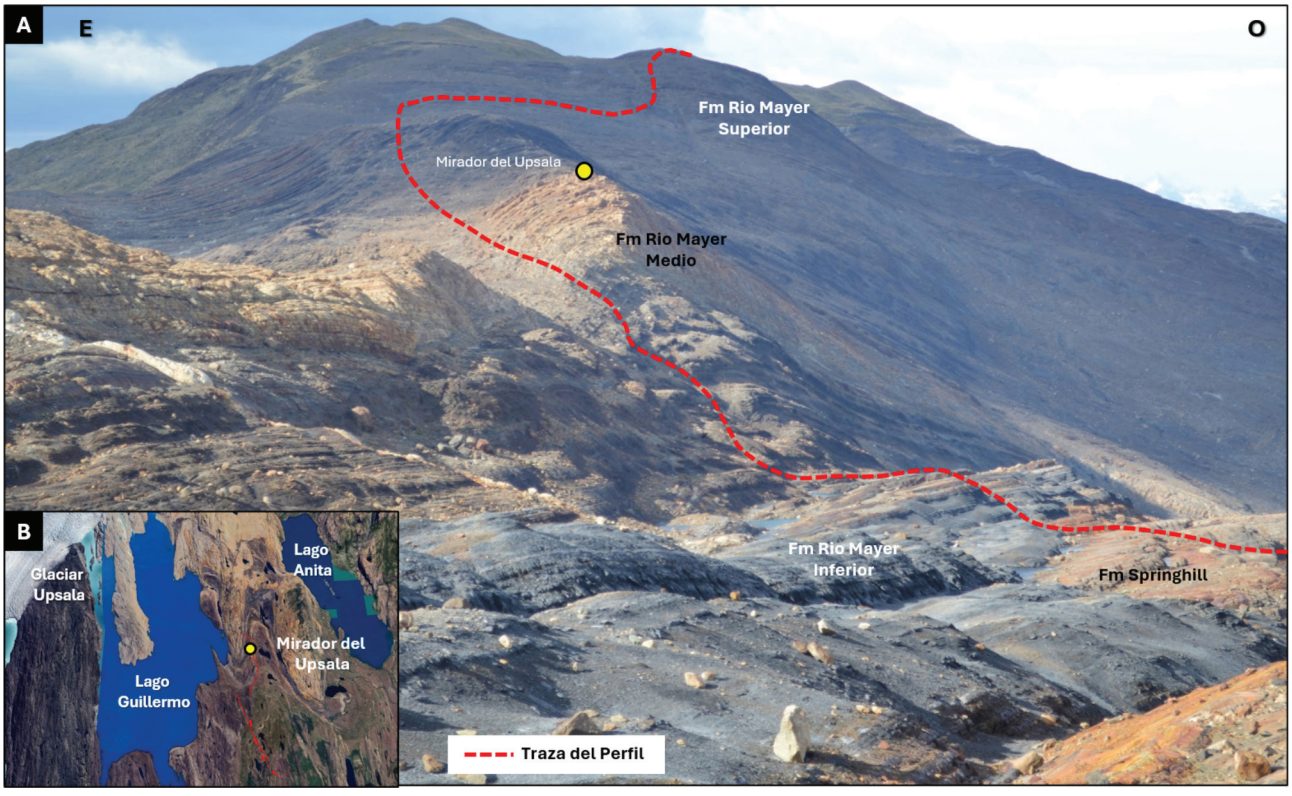


Figura 3. **a) Vista de detalle de la traza del perfil Mirador del Upsala, en el área de Estancia Cristina. b) Ubicación de la traza del perfil en vista satelital de detalle.**

(QC.SC.ALAz.x-1) y se ubica a unos 150 km, dentro de un sector donde PAI presenta condiciones favorables para su exploración como reservorio NOC. De esta manera, la metodología fue diseñada para comparar, con criterios equivalentes, la expresión superficial de la Fm. Río Mayer con las subdivisiones internas reconocidas en subsuelo para PAI.

Estudios en afloramiento

Durante las campañas se relevaron dos perfiles destinados a caracterizar la Fm. Río Mayer: el perfil Mirador del Upsala y el perfil Cerro Pintado.

Perfil Mirador del Upsala

En esta localidad se trabajó durante dos campañas, en las que se levantó un perfil continuo estimado en aproximadamente 750 m. El perfil comprende desde el techo del Complejo El Quemado, en la base, hasta los niveles superiores de la Fm. Río Mayer, con la intención de cubrir la mayor parte posible de la unidad y aproximarse a su techo estratigráfico. Sobre la base de la interpretación de los análisis de laboratorio de las muestras recolectadas, el contacto con la Fm. Cerro Toro no fue alcanzado. En total se tomaron 185 muestras cada 4 m, luego analizadas en laboratorio mediante FRX, DRX, bioestratigrafía, dataciones U-Pb, geoquímica y pirólisis. Además, hasta los 550 m del perfil se realizaron mediciones con equipo de gamma ray portátil cada 2 m sobre el afloramiento. Una imagen con la traza del perfil levantado en el Mirador del Upsala se muestra en la Fig. 3a, mientras que la ubicación en vista de planta se presenta en la Fig. 3b.

El perfil estudiado en la zona, junto con datos de elementos químicos y relaciones obtenidas por FRX en muestras de campo, valores de GR y %COT, y edades absolutas U-Pb en circones, se muestra en la Fig. 4. También se incluye una sección esquemática de la columna geológica aflorante, donde se observa la distribución de los niveles internos que caracterizan a la Fm. Río Mayer

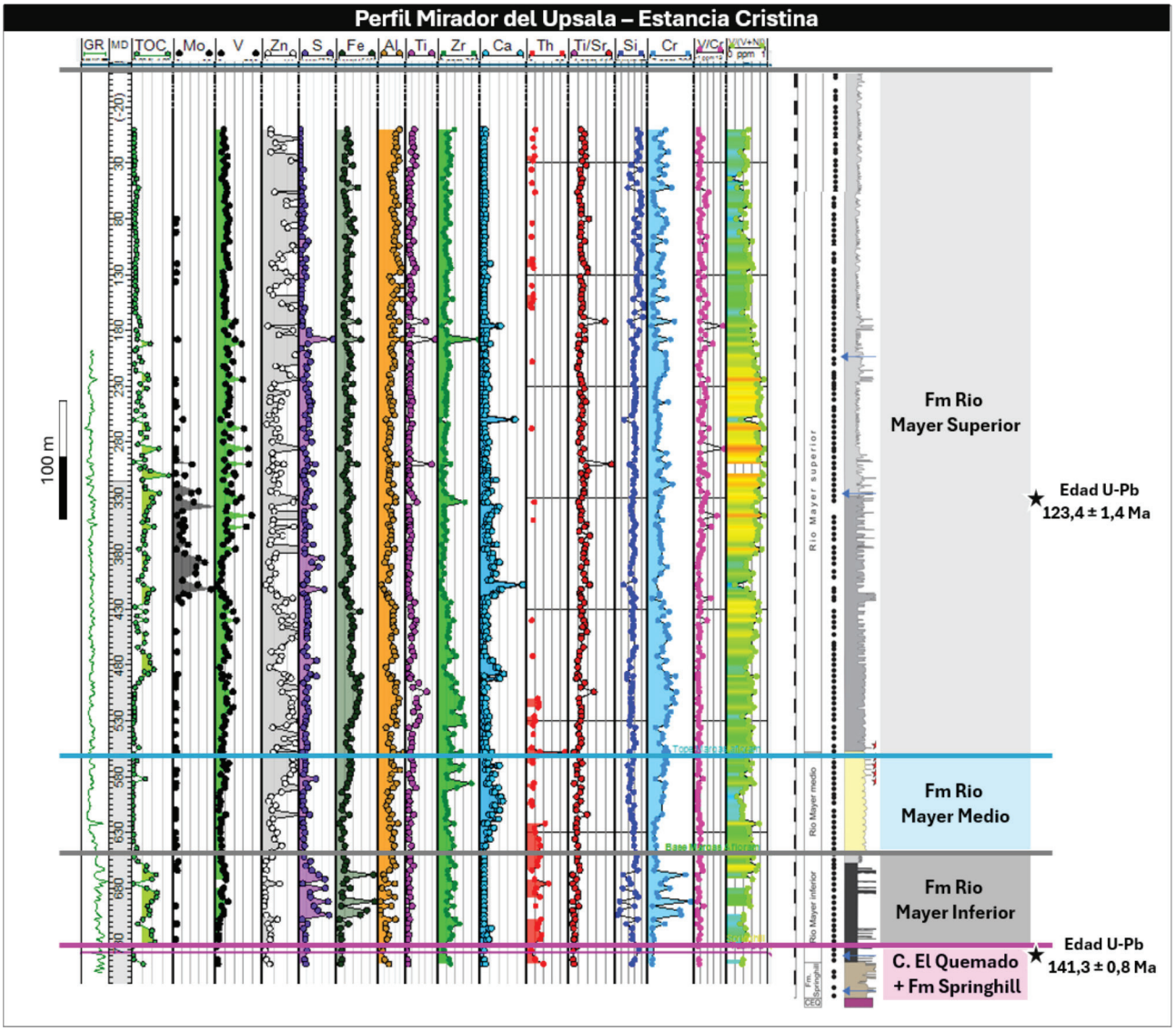


Figura 4. **Perfil Mirador del Upsala con la distribución de datos de COT, elementos obtenidos por FRX, GR y edades U-Pb, junto con la columna esquemática de las unidades analizadas (tomado y modificado de Fernández Kavanagh et al. 2024; Fernández Kavanagh et al. 2026).**

en superficie (tomado y modificado de Fernández Kavanagh et al. 2024; Fernández Kavanagh et al. 2026). Este perfil aporta una referencia continua para reconocer la organización vertical de la unidad y establecer los primeros criterios de comparación con el subsuelo.

En la base del perfil se reconoce la zona denominada Río Mayer Inferior, de aproximadamente 90 m de espesor, caracterizada por el predominio de pelitas negras laminadas, presencia de pirita y niveles con COT superior al 2%, que localmente superan el 4%. Por encima se desarrolla Río Mayer Medio, de unos 95 m de espesor, compuesto por niveles margosos gris claros sin interés como roca madre debido a sus bajos valores de COT. Este intervalo presenta una mayor participación de carbonatos, reflejada en el aumento de Ca. El resto de la columna corresponde a Río Mayer Superior, con un espesor parcial de 560 m. Esta unidad está compuesta por intercalaciones de pelitas negras masivas y laminadas, nódulos margosos, niveles delgados limosos y areniscas finas. Desde el punto de vista geoquímico, presenta alternancia de zonas con bajos valores de COT y niveles de 20-40 m que superan el 2%, localizados principalmente en la parte inferior y media de Río Mayer Superior. Hacia el techo predominan las pelitas negras masivas, los niveles heterolíticos de limolita fina y las areniscas muy finas. El contacto superior con la Fm. Cerro Toro no aflora en esta zona de la cuenca. En este perfil se obtuvieron muestras para datación U-Pb que indican edad berriasiana para la base de la Fm. Río Mayer Inferior y aptiana para la zona media de la Fm. Río Mayer Superior. El análisis bioestratigráfico de las muestras resultó estéril para determinar valor cronoestratigráfico (Fernández Kavanagh et al. 2024; Pineda et al. 2025).

Perfil Cerro Pintado

El segundo perfil relevado se ubicó en la región de Cerro Pintado, en proximidad a la Seccional Río Guanaco del Parque Nacional Los Glaciares. En esta localidad se relevaron cuatro sectores sobre la margen sur del cerro, que abarcan distintos tramos de la Fm. Río Mayer y permitieron cubrir la unidad desde la base hasta el techo. Debido a la complejidad estructural del área, no fue posible construir una única sección continua, por lo que los tramos levantados fueron integrados mediante la correlación de muestras de campo, con el fin de identificar posibles zonas repetidas. Como complemento, se realizó una campaña adicional orientada a generar un Afloramiento Virtual Integrado (AVI) de la Fm. Río Mayer, a partir de fotografías aéreas con drones e imágenes con GPS integrado (D´Elia y Bilmes 2024). Sobre esta base se construyó un modelo estructural, estratigráfico y tectono-estratigráfico para ajustar la correlación entre unidades y evitar duplicaciones entre perfiles. La ubicación de la zona de Seccional Río Guanaco se muestra en la Fig. 5a, y una vista del modelo 3D obtenido a partir del AVI del Cerro Pintado, incluyendo los perfiles levantados en cada una de las secciones relevadas, se presenta en la Fig. 5b (modificado de D´Elia y Bilmes 2024).

En conjunto, se construyó un perfil de casi 800 m de espesor, levantado en cuatro sectores de la ladera sur del Cerro Pintado (Fig. 5b). Se recolectaron 212 muestras de campo a intervalos de 4 m. En la base se reconoce una zona correspondiente a Río Mayer Inferior, de 120 m de espesor, con características similares a las observadas en el perfil Mirador del Upsala: secciones pelíticas laminadas negras y niveles con alto contenido de %COT, superiores al 2% y con valores puntuales de hasta 4%.

El intervalo Río Mayer Inferior presenta variaciones de espesor muy marcadas en distancias cortas, debido a que forma parte del relleno de hemigrábenes locales asociados al Complejo El Quemado. Como se mencionó anteriormente, el perfil levantado registró aproximadamente 120 m de la Fm. Río Mayer Inferior, mientras que, a poca distancia hacia el oeste del cerro, el modelo AVI permitió medir cerca de 40 m. Esta característica agrega complejidad a la correlación y al seguimiento lateral continuo de sus niveles a grandes distancias (Fig. 6).

Por encima, la sección media de la Fm. Río Mayer presenta 40 m de espesor, con características similares a

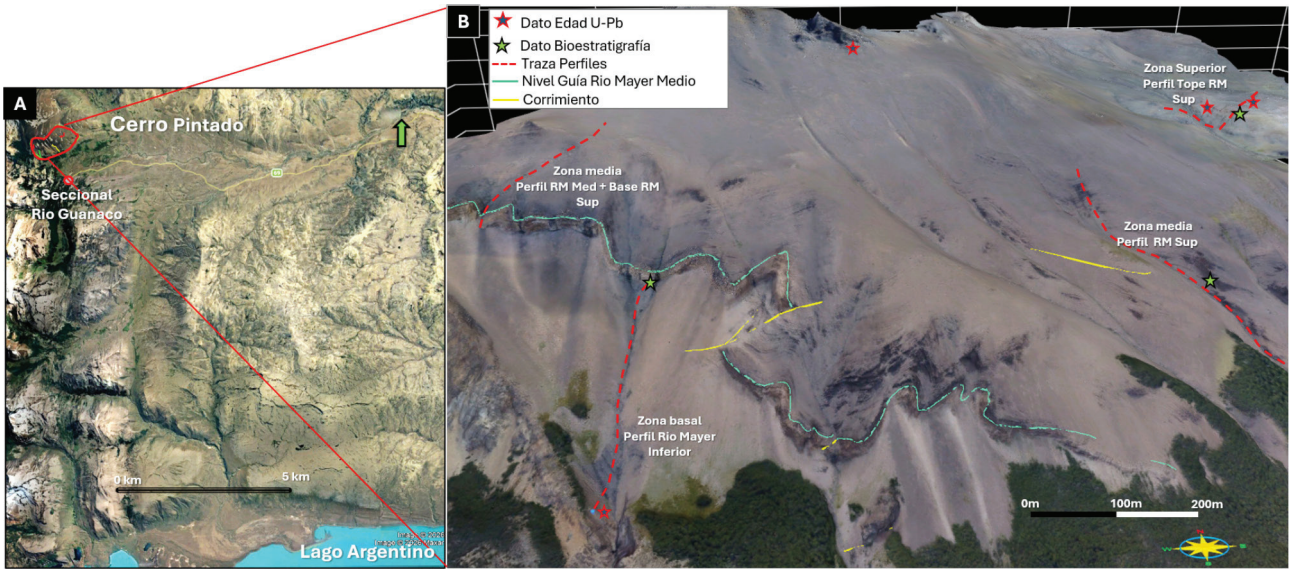


Figura 5. **a) Ubicación del área de Seccional Río Guanaco. b) Ubicación de los perfiles relevados en la margen sur del Cerro Pintado, donde se evidencia la complejidad estructural de la zona a partir del Afloramiento Virtual Integrado (AVI) (tomado y modificado de D´Elia y Bilmes 2024).**

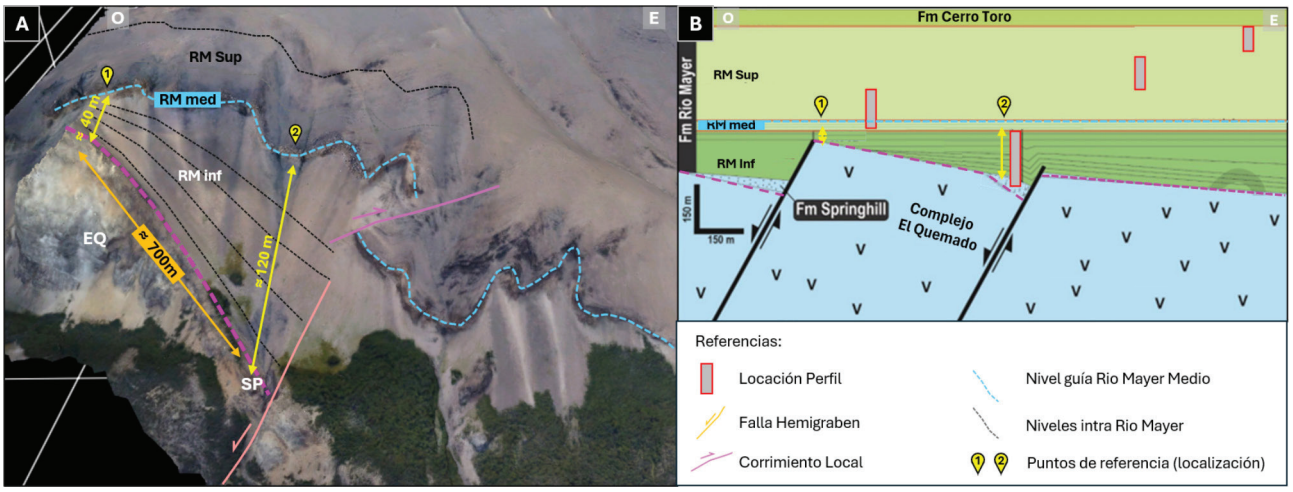


Figura 6. **a) Imagen del modelo 3D a partir del AVI de Cerro Pintado. b) Modelo tectono-estratigráfico de la Fm. Río Mayer, generado a partir de datos de perfiles e imágenes obtenidas del AVI de Cerro Pintado (tomado y modificado de D´Elia y Bilmes 2024).**

Estancia Cristina, incluyendo bajo %COT y mayor contenido de Ca entre los elementos analizados.

La Fm. Río Mayer Superior fue analizada en tres perfiles, debido a la complejidad estructural que caracteriza esta localidad. La zona basal se levantó en el extremo oeste del cerro, junto con la sección de Río Mayer Medio. Este perfil alcanza aproximadamente 200 m de espesor, 40 m correspondientes a Río Mayer Medio y 160 m a la zona basal de Río Mayer Superior, con niveles de 30 a 40 m de espesor que presentan %COT cercano al 2%, intercalados con capas de bajo potencial generador. Este sector se caracteriza por niveles pelíticos oscuros con nódulos margosos de tamaño variable, que pueden alcanzar hasta 50 cm.

La sección media de Río Mayer Superior presenta más de 200 m de perfil continuo, donde se identificaron niveles de pelitas oscuras con nódulos calcáreos y capas de interés generador que superan el 2% de COT en espesores de 20 a 30 m.

Finalmente, hacia el sector este del Cerro Pintado se relevó el tramo superior de la Fm. Río Mayer. Entre este perfil y la sección media existe un intervalo que no pudo ser medido en campo debido a la alta complejidad estructural, aunque el AVI permitió estimar allí un espesor aproximado de 60 m. El contacto con la Fm. Cerro Toro no fue reconocido dentro del tramo estudiado. Este perfil se caracteriza por la presencia de niveles limosos, areniscas muy finas y capas tobáceas, intercalados con pelitas oscuras de bajos valores de %COT.

En relación con el modelo tectono-estratigráfico del Cerro Pintado, la sección superior de la Fm. Río Mayer no estaría afectada por el relieve previo y presentaría continuidad lateral, a pesar de la complejidad estructural del área.

Una imagen obtenida del AVI de Cerro Pintado se presenta en la Fig. 6a, y un esquema del modelo tectono-estratigráfico planteado para los afloramientos, tomado y modificado de D´Elia y Bilmes (2024), se muestra en la Fig. 6b.



La correlación de los datos obtenidos en las cuatro zonas relevadas de la ladera sur del Cerro Pintado permitió construir un perfil continuo de la columna geológica aflorante, a pesar de la complejidad estructural local. Este perfil tiene un espesor cercano a 800 m; para su construcción se eliminaron zonas solapadas o repetidas entre perfiles y se incorporaron aproximadamente 60 m calculados a partir del AVI y de la correlación con el perfil Mirador del Upsala, correspondientes a un tramo no medido en campo. El perfil completo, con datos de elementos químicos obtenidos por FRX, geoquímica (%COT), GR y edades determinadas por bioestratigrafía y dataciones U-Pb en circones, se presenta en la Fig. 7.

En el perfil más occidental, que incluye las unidades Río Mayer Medio y la base de Río Mayer Superior, se reconocieron superficies de discontinuidad representadas por margas con trazas, conglomerados de belemnites y un nivel de glauconitas (Richiano et al. 2025). Estas superficies coincidirían con la posición del hiato barremiano en superficie, en concordancia con los datos de laboratorio, que asignan una edad hauteriviana a la base de Río Mayer Medio y aptiana a la parte media de Río Mayer Superior. Este hiato también fue reconocido en distintos sectores del subsuelo de la cuenca (Pérez Panera y Simonetto 2024), evidenciando un cambio en las condiciones de depositación por encima y por debajo de este intervalo. En conjunto, los perfiles Mirador del Upsala y Cerro Pintado permiten pasar de una caracterización local de la Fm. Río Mayer a una interpretación integrada, en la que las edades, la geoquímica y la arquitectura estratigráfica sirven como base para la correlación con PAI.

Estudios en subsuelo

Para completar la correlación entre afloramientos y subsuelo, se utilizaron datos de dos pozos que atraviesan PAI en su totalidad y cuentan con los mismos estudios aplicados a las muestras de afloramiento. Ambos pozos tuvieron como objetivo original la búsqueda de hidrocarburos en la Fm. Springhill y en la Serie Tobífera (Complejo El Quemado), unidades que subyacen a PAI.

El pozo más cercano es Cerro Fortaleza x-1 (YPF.SC.ACFo.es-1), ubicado a unos 55 km del afloramiento de la Fm. Río Mayer en Cerro Pintado. Este pozo, localizado en el margen este del río La Leona, a pocos metros de la Ruta 40, evidenció buena riqueza orgánica, con valores de COT superiores al 2% en varias capas. Sin em-

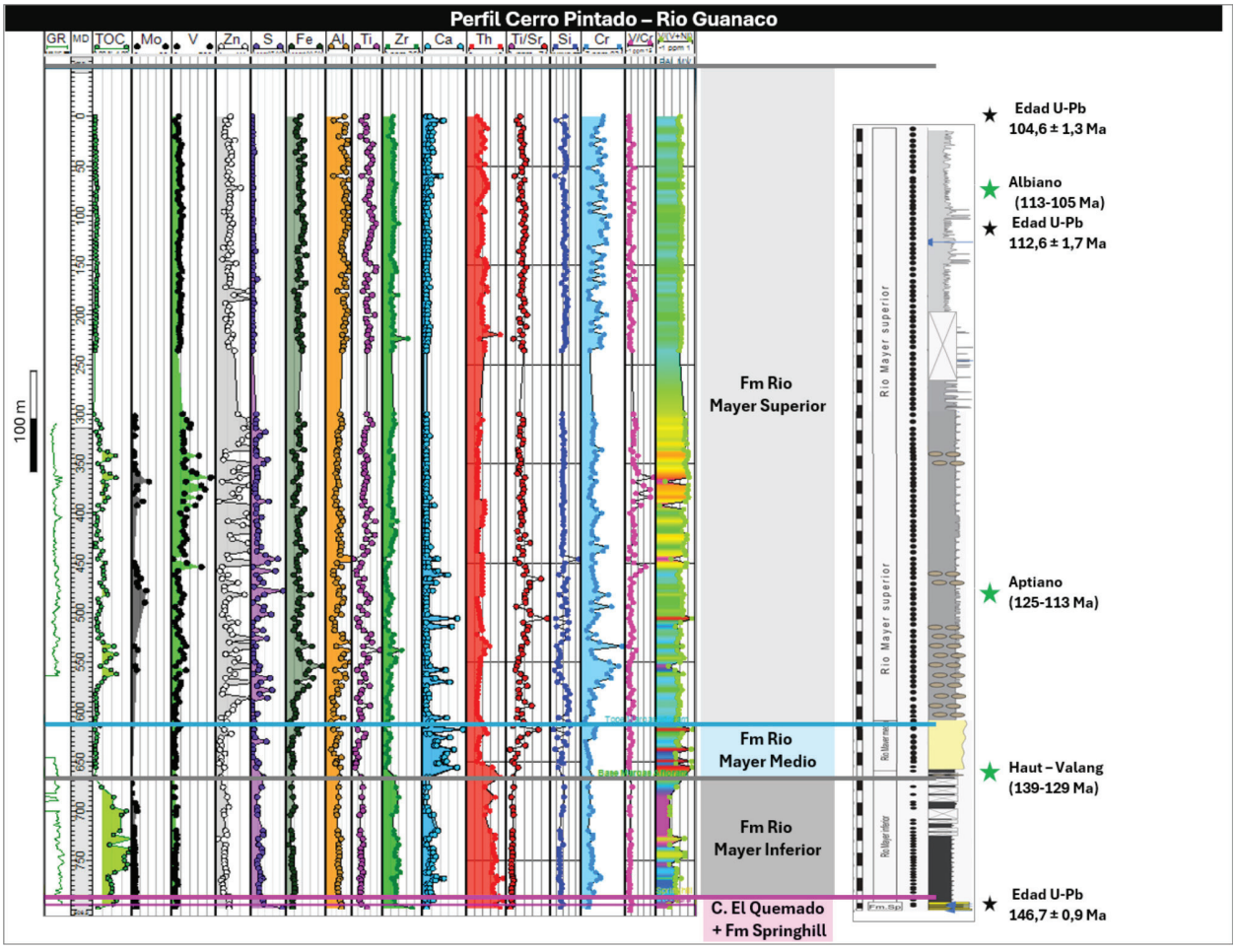


Figura 7. **Perfil de la columna estudiada en Cerro Pintado, con datos de GR, COT y elementos obtenidos por FRX, junto con la columna esquemática de las unidades analizadas (tomado y modificado de Fernández Kavanagh et al. 2024; Fernández Kavanagh et al. 2026).**

bargo, fue perforado en un sector de la cuenca que no forma parte de las zonas de mayor interés para explorar PAI como reservorio NOC, principalmente por sus condiciones de madurez. Presenta aproximadamente 680 m de PAI, de los cuales 300 m incluyen capas con valores de COT superiores al 2% (Fig. 8).

El segundo pozo es La Azucena x-1 (QC.SC.ALAz.x-1), ubicado dentro de una de las zonas de mayor potencial para PAI como reservorio NOC (Rojas et al. 2022). Este sector, localizado a unos 150 km de los afloramientos, presenta 550 m de PAI, de los cuales 250 m resultan de interés por incluir varios niveles potencialmente ricos en materia orgánica (> 2% COT) (Fig. 8).

Si bien ambos pozos cuentan con perfiles clásicos de subsuelo, también se realizaron para el tramo de interés los mismos estudios de laboratorio efectuados en las muestras de afloramiento: FRX, DRX y dataciones por bioestratigrafía.

A diferencia de la subdivisión utilizada en superficie para la Fm. Río Mayer (Inferior, Medio y Superior), en este trabajo PAI se organizó en siete secuencias definidas por criterios cronoestratigráficos (Rojas et al. 2022; Domínguez et al. 2026). De techo a base, estas unidades son PAI-MV (PAI-Margas Verdes), PAI-60, PAI-50 y PAI-40. PAI-50 se caracteriza por un incremento en el gas de conexión durante el control geológico, indicador del ingreso en la roca madre a condiciones de mayor potencial NOC. Por debajo de un hiatus de edad barremiana se desarrollan los niveles PAI-30, PAI-20 y PAI-10, que presentan diferencias en riqueza orgánica. Finalmente, bajo los niveles de PAI se ubican las areniscas de la Fm. Springhill y la secuencia volcaniclástica de la Serie Tobífera. Esta organización interna del subsuelo constituye el marco de referencia para evaluar la equivalencia de los miembros reconocidos en afloramiento. El corte estratigráfico nivelado al techo de PAI-MV de toda la secuencia analizada en laboratorio para los pozos Cerro Fortaleza x-1 y La Azucena x-1 (QC.SC.ALAz.x-1) se muestra en la Fig. 8.

Correlación afloramientos-subsuelo

La correlación afloramiento-subsuelo constituye el núcleo interpretativo del trabajo, ya que vincula la caracterización de la Fm. Río Mayer con la arquitectura interna de PAI definida en pozos y responde a la pregunta central planteada para este estudio. Para ello se integraron los dos perfiles de afloramiento y los dos pozos analizados. El criterio principal consistió en proyectar hacia la superficie las subdivisiones reconocidas en subsuelo, identificando equivalencias a partir de similitudes

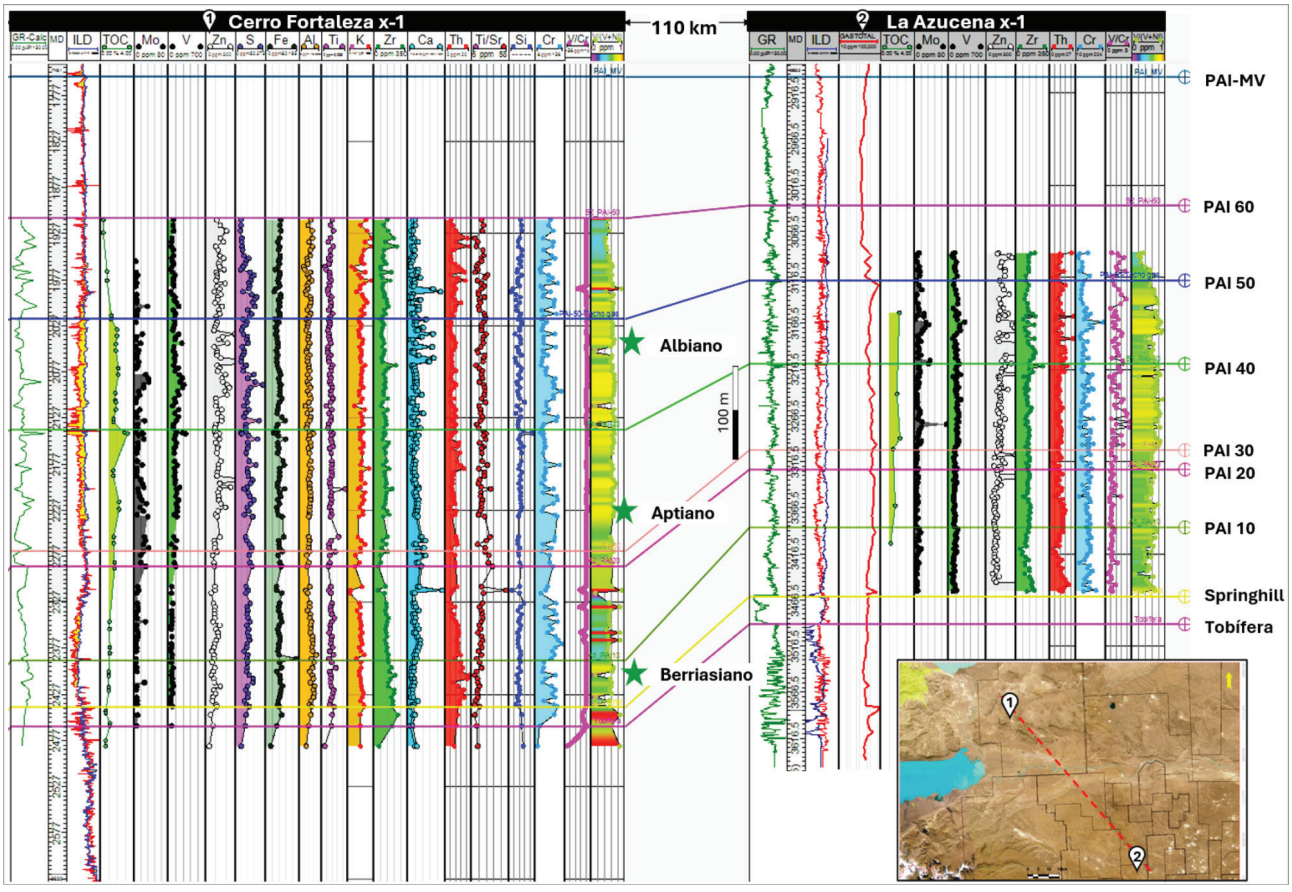


Figura 8. **Corte entre los pozos analizados con los mismos criterios que los afloramientos, donde se muestran datos de FRX, geoquímica y perfiles eléctricos de GR, sónico y resistivo, nivelado al techo de PAI-MV.**

composicionales, relaciones entre elementos derivadas de análisis FRX, valores de %COT y edades obtenidas mediante datación U-Pb en circones y estudios de bioestratigrafía. De esta manera, se interpretaron los niveles intra-PAI tanto en el perfil Mirador del Upsala como en el perfil Cerro Pintado. La correlación entre los afloramientos y los pozos utilizados, junto con datos de FRX, GR y riqueza orgánica (%COT), se presenta en la Fig. 9.

En esta correlación se observa que el nivel correspondiente a la Fm. Río Mayer Inferior difiere, desde el punto de vista litológico, de los niveles basales de PAI. En subsuelo, estos niveles corresponden a pelitas y limolitas negras predominantemente masivas, con intercalaciones laminadas (Richiano y Moyano Paz 2025) y niveles puntuales con valores de COT superiores al 2%. En superficie, en cambio, esta unidad está compuesta mayoritariamente por pelitas negras laminadas y presenta alto contenido de COT en casi toda su extensión (Richiano 2012), con valores que llegan a superar el 4%. No obstante, la diferencia litológica en la fábrica de las pelitas puede estar condicionada por los tipos de muestra analizados, ya que en subsuelo corresponden principalmente a cuttings y coronas, mientras que en superficie provienen de afloramientos.

A pesar de estas diferencias litológicas, la Fm. Río Mayer Inferior puede correlacionarse con los niveles ubicados por debajo de PAI-30, principalmente PAI-20 y PAI-10. Según datos de pozo, estas unidades tienen edad Berriasiano-Valanginiano (Domínguez et al. 2026). En el perfil Mirador del Upsala, una datación U-Pb en circones obtenida en la base de la Fm. Río Mayer indica una edad berriasiana, mientras que en el perfil Cerro Pintado los datos bioestratigráficos del techo de Río Mayer Inferior

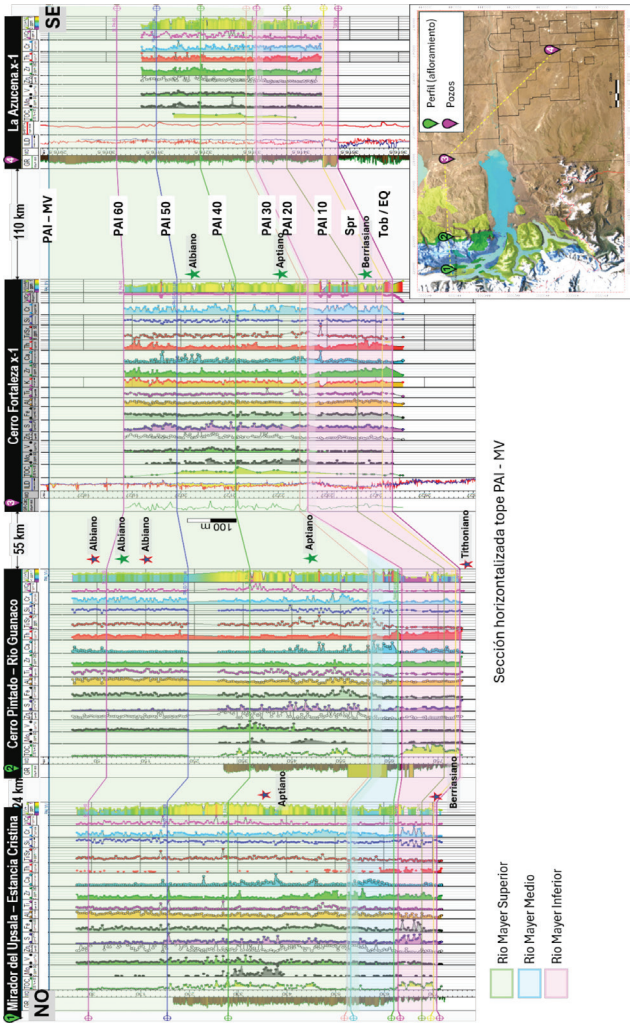


Figura 9. **Esquema de correlación afloramiento-subsuelo entre los perfiles estudiados y los pozos analizados, con datos de FRX, GR, %COT y edades cronoestratigráficas propuestas para este trabajo.**

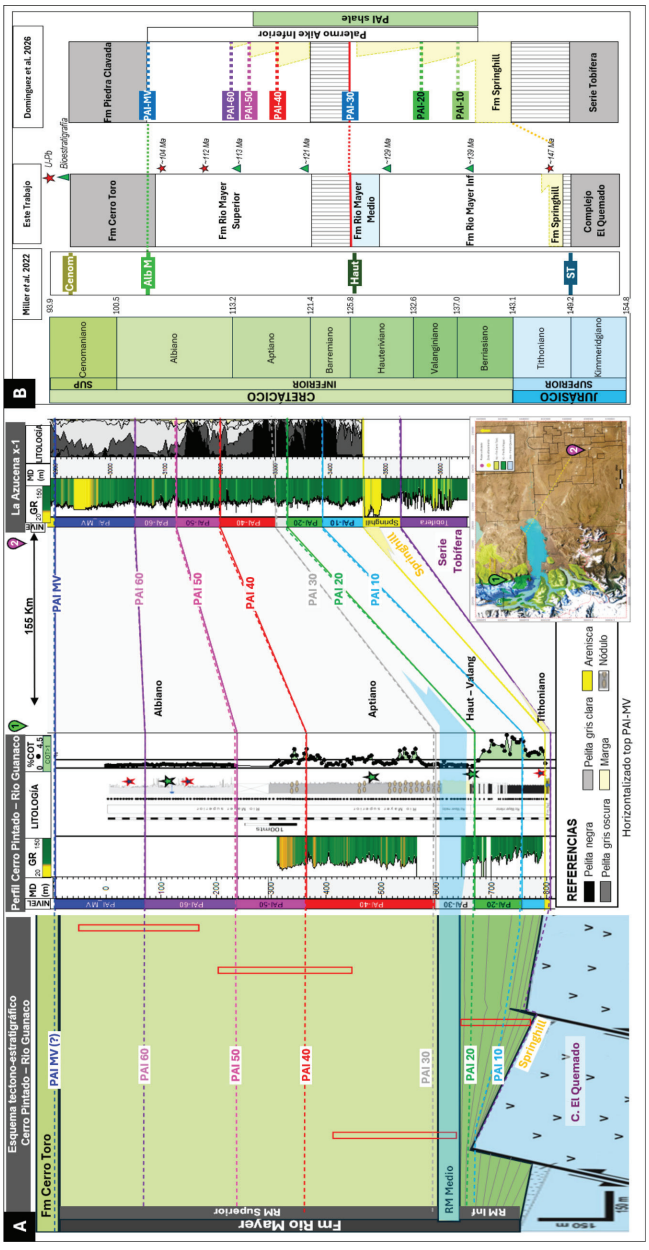


Figura 10. **Modelo tectono-estratigráfico del Cerro Pintado y correlación entre el perfil aflorante y el pozo La Azucena x-1 (QC.SC.ALAz.x-1), integrando datos de FRX, COT, dataciones, el esquema cronoestratigráfico propuesto para este trabajo y su comparación con esquemas recientes de sectores adyacentes de la cuenca.**

indican un rango Valanginiano-Hauteriviano. Estos resultados sugieren una correspondencia temporal entre los niveles analizados (Fig. 9).

Otra característica relevante de Río Mayer Inferior es su marcada variación local de espesores en afloramiento. Esto sugiere que los niveles de esta unidad formaron parte del relleno de hemigrábenes locales activos, asociados principalmente al Complejo El Quemado y, cuando está presente, a la Fm. Springhill (D´Elia y Bilmes 2024). En subsuelo también existen variaciones de espesor vinculadas a depocentros generados por hemigrábenes; sin embargo, los niveles PAI-20 y PAI-10 presentan mayor continuidad lateral, lo que permite extender sus correlaciones a sectores amplios de la cuenca.

El nivel correspondiente a Río Mayer Medio no estaría representado en subsuelo desde el punto de vista litológico, ya que no se reconocen capas con características equivalentes. Esto sugiere que la unidad desaparece hacia el este. Temporalmente, se propone ubicarlo entre PAI-40 y PAI-20, asociado en edad a PAI-30. La base de este nivel, en el perfil Cerro Pintado, presenta edades bioestratigráficas que lo sitúan en el Valanginiano-Hauteriviano. Inmediatamente por encima de las margas de Río Mayer Medio se reconocieron superficies de discontinuidad, incluyendo margas con trazas, conglomerados de belemnites y un nivel de glauconitas, que se interpretan como evidencias de un hiato barremiano (Richiano et al. 2025). Estas discontinuidades lo ubicarían por encima de las edades definidas para PAI-20 y PAI-10.

La Fm. Río Mayer Superior es la unidad de mayor espesor en las dos localidades estudiadas, donde supera los 500 m. Según los datos de bioestratigrafía y U-Pb en circones, sus edades varían desde el Aptiano en la zona basal hasta el Albiano Medio-Superior en el techo de la sección perfilada. En subsuelo, estas edades corresponden a PAI-40, PAI-50 y PAI-60 (Domínguez et al. 2026). Desde el punto de vista litológico y de riqueza orgánica, también se reconocen numerosas similitudes. En afloramiento, Río Mayer Superior se caracteriza por una alternancia de pelitas oscuras laminadas y masivas, con nódulos calcáreos, intervalos con valores de COT mayores al 2% y espesores de hasta 40 m. En los pozos se describen litologías equivalentes, compuestas por pelitas negras masivas y laminadas, con intervalos ricos en materia orgánica (Rojas et al. 2022; Jait et al. 2024; Richiano y Moyano Paz 2025). A partir de esta correlación se identifica que la zona basal de Río Mayer Superior se corresponde en subsuelo con PAI-40, uno de los principales objetivos NOC de la cuenca. Este resultado representa el principal vínculo entre la observación en superficie y la evaluación exploratoria del play en subsuelo.

El modelo tectono-estratigráfico propuesto para Cerro Pintado y el perfil de esa misma localidad, correlacionados con el pozo La Azucena x-1 (QC.SC.ALAz.x-1), se muestran en la Fig. 10. La figura también incluye un esquema cronoestratigráfico propuesto para este trabajo y su comparación con esquemas recientes desarrollados en sectores adyacentes de la cuenca.

Conclusiones

Este trabajo integra información de afloramientos, pozos y análisis de laboratorio para construir un marco de correlación estratigráfico, geoquímico y cronoestratigráfico entre la Fm. Río Mayer aflorante y las subdivisiones internas de la Fm. Palermo Aike Inferior definidas en subsuelo. Esta integración permite reducir incertidumbres en la interpretación regional de PAI y aporta criterios objetivos para vincular observaciones de superficie con intervalos de interés exploratorio.

El relevamiento de los perfiles Mirador del Upsala y Cerro Pintado permitió caracterizar columnas aflorantes de entre 750 y casi 800 m de espesor, representativas de gran parte de la Fm. Río Mayer. La integración de datos litológicos, geoquímicos, mineralógicos, bioestratigráficos y geocronológicos permitió reconocer la organización vertical de la unidad y establecer criterios comparables con los utilizados en pozos.

La correlación propuesta indica que los niveles inferiores de la Fm. Río Mayer presentan correspondencia temporal con los intervalos basales de PAI, principalmente PAI-20 y PAI-10, aunque con diferencias litológicas y de continuidad lateral entre superficie y subsuelo. La sección media de Río Mayer se interpreta como una unidad de expresión local, sin una equivalencia litológica clara en los pozos analizados, y posiblemente vinculada al intervalo próximo al hiato barremiano.

El resultado de mayor impacto para la evaluación del play es la correlación entre la zona basal de Río Mayer Superior y PAI-40, uno de los principales intervalos de interés no convencional en la cuenca. Esta equivalencia se sustenta en similitudes litológicas, geoquímicas y temporales, y permite utilizar los afloramientos como análogos calibrados para mejorar su caracterización en subsuelo.

En conjunto, los resultados fortalecen el modelo geológico regional de Palermo Aike y aportan una base más robusta para reducir incertidumbres en la distribución, continuidad y calidad de los intervalos de interés no convencional, así como para mejorar la comprensión geológica necesaria para orientar futuras estrategias de exploración y evaluación del play no convencional en la Cuenca Austral.

Referencias citadas

Belotti, H., Rodríguez, J., Conforto, G., Pagán, F., Mazas, A., Agüera, M., Porras, P., Köhler, G., Cagnolatti, M., Weiner, G., Nigro, E. y Cangini, A., 2014. La Formación Palermo Aike como reservorio no convencional en la Cuenca Austral, provincia de Santa Cruz, Argentina. IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mendoza, Argentina.

Calegari, R. J., 2024. La Cuenca Austral. En Vergani, G. D., Kress, P. R., Ruiz Pérez, Y., Brisson, I. E., Hechem, J. y Calegari, R. J. (eds.), Nombres con historia. Un recorrido geológico por las formaciones hidrocarburíferas de Argentina, 1a ed. ampl., Universidad Nacional

de La Plata, Facultad de Ciencias Naturales y Museo, La Plata; Fundación YPF, Buenos Aires, pp. 182-217.

Cevallos, M., Jait, D., Villar, H., Villalba, D. y Mas Cattapan, F., 2019. Palermo Aike shale potential, Austral Basin, onshore Argentina. AAPG International Conference and Exhibition.

Covellone, G., 2012. Mapeo roca madre Cuenca Austral. YPF. Informe inédito.

D´Elia, L. y Bilmes, A., 2024. Parametrización de modelos conceptuales de reservorio de las cuencas Austral y Malvinas a partir del análisis integrado de afloramientos virtuales: la Formación Río Mayer como análoga de reservorio tipo shale de la zona núcleo del play no convencional. YPF S.A. Informe técnico interno.

Domínguez, R.F., Jait, D.M., Periale, S.L., Utgé, S., Simonetto, L., Fantín, J., Guerra, G., Miranda, J.I., De Bernardi, P., Crosta, D., Sáez, M., Rodríguez Arias, L. y Cevallos, M.F., 2026. Primer pozo horizontal con objetivo a la Formación Palermo Aike Inferior. Evaluación del potencial no convencional shale en el área Cañadón Deus, Cuenca Austral, Argentina. 12° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mendoza, Argentina. En prensa.

Fernández Kavanagh, L., Comerio, M.A., Pineda, J., Giunta, A., Hiriart, L. y Rivas, L., 2024. Informe final caracterización integral Fm. Río Mayer (equivalente Palermo Aike Inferior), NO Cuenca Austral. Informe interno P01771, YTEC para YPF.

Fernández Kavanagh, L., Giunta, A., Spacapan, J.B., Fantín, J., Comerio, M.A., Pineda, J.A., Domínguez, R., Utgé, S., Periale, S., Simonetto, L., Valdez, M.A., Cipollone, M. y Casala, S.M., 2026. Caracterización integral de las propiedades no convencionales de la Fm. Río Mayer: unidad equivalente a la Formación Palermo Aike (subsuelo), Cuenca Austral, Argentina. 12° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mendoza, Argentina. En prensa.

Ghiglione, M.C., Likerman, J., Barberón, V., Giambiagi, L.B., Aguirre Urreta, B. y Suárez, F., 2014. Geodynamic context for the deposition of coarse-grained deepwater axial channel systems in the Patagonian Andes. Basin Research, 26, pp. 726-745.

Ghiglione, M.C. y Ronda, G., 2019. Structure and tectonic evolution of the South Patagonian fold and thrust belt: coupling between subduction dynamics, climate and tectonic deformation. En Horton, B.K. y Folguera, A. (eds.), Andean Tectonics. Elsevier, pp. 675-697.

Giunta, A., Spacapan, J.B., Comerio, M.A., Fernández Kavanagh, L., Pineda, J.A., Fantín, J., Domínguez, R.F., Periale, S., Ruiz, R. y Ghiglione, M., 2025. Relationship between hydrocarbon generation-expulsion and deformation in an exhumated Early Cretaceous kitchen in the Austral-Magallanes Basin, southern Patagonia. Journal of the Geological Society, 182(3), jgs2024-215, pp. 1-23.

Hatcher, J.B., 1897. On the geology of Southern Patagonia. American Journal of Science, 4, pp. 327-354.

Jait, D.M., Gargiulo, C. y Cevallos, M., 2024. Palermo Aike shale: from resource exploration to first horizontal drilling pilot, Santa Cruz, Argentina. Unconventional Resources Technology Conference, 17-19 June 2024, pp. 872-891.

Legarreta, L. y Villar, H.J., 2011. Geological and geochemical keys of the potential shale resources, Argentina basins. Search and Discovery Article #80196.

Miller, M., Rivero, M., Jait, D., Pinto, J., Domínguez, R.F., Berdini, O., González, D., Cattapan, F., Santiago, M., Cerimedo, J., Cárcamo, R., Villarreal, A., Mairal, C., Varela, M., Arce, D., Loss, L., Seoane Borracer, N. y Cevallos, M., 2022. El relleno de Cuenca Austral-Magallanes revelado a través de cuatro transectas regionales. Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, No. 11: 339-373. Mendoza.

Pérez Panera, J. y Simonetto, L., 2024. Eventos de nanofósiles calcáreos en el Cretácico de Cuenca Austral. Aplicaciones en bioestratigrafía, paleoceanografía y su potencial para el desarrollo no convencional. XXII Congreso Geológico Argentino, San Luis, Argentina.

Periale, S., Mykietiuk, K., Simonetto, L., Pascariello, M., Atencio, M., González, C., Chiachiarelli, F., Ciancio, L., Gavarrino, A., Méndez Kinsley, D., Gschaider, C., Sandia Rojas, J. y Arriagada, I., 2022. Play roca madre cretácica: una nueva oportunidad exploratoria en la Isla Grande de Tierra del Fuego. 11° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos y Sistemas Petroleros, IAPG, Mendoza, Argentina, pp. 97-112.

Pineda, J.A., Hiriart, L. y Rivas, L., 2025. Caracterización integral sección superior Río Mayer. Bioestratigrafía. Informe interno P1964, YTEC para YPF.

Richiano, S., 2012. Sedimentología e icnología de la Formación Río Mayer, provincia de Santa Cruz, Argentina. Universidad Nacional de La Plata. Tesis doctoral.

Richiano, S., Varela, A.N., Gómez-Peral, L.E., Cereceda, A. y Poiré, D.G., 2015. Composition of the Lower Cretaceous source rock from the Austral Basin (Río Mayer Formation, Patagonia, Argentina): regional implication for unconventional reservoirs in the Southern Andes. Marine and Petroleum Geology, 66, pp. 764-790.

Richiano, S. y Moyano Paz, D., 2025. Informe final análisis e interpretación de cuttings y coronas, pozos Q.SC.ALAz.x-1(ST) (La Azucena), PLF.TF.EJ.x-1 (El Jefe) y PLF.TF.NRM.x-2001 (Nacientes Río Moneta). CONICET-CENPAT. Informe inédito interno para YPF.

Richiano, S., Moyano Paz, D., Guerra, G., Miranda, J.I., Fantín, J., Simonetto, L. y Periale, S., 2025. Superficies de discontinuidad en la Fm. Río Mayer (Cretácico Inf., Cuenca Austral): importancia en el análisis de afloramientos de la unidad. XIX Reunión Argentina de Sedimentología, Córdoba, Argentina.

Rojas, C., Jait, D.M., Aimar, E., Rivero, M., Cevallos, M., Gargiulo, C. y Melendo, F., 2022. Formación Palermo Aike: caracterización y potencial productivo como reservorio no convencional, Cuenca Austral, provincia de Santa Cruz, Argentina. 11° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Mendoza, Argentina, pp. 73-96.



Con la misma arquitectura de IA que usa ChatGPT, el modelo predijo resistividad e impedancias a partir de la sísmica con menos error que la inversión tradicional y señaló nuevas locaciones en un campo maduro.

Caracterización sísmica de arenas de baja permeabilidad en Cuenca Austral mediante la aplicación de modelos *deep learning* tipo generative transformer. **Caso de estudio: Cuenca Austral**

Por ***Nicolás Bufaliza*** (CGC), ***Marcos Victoria*** (consultor independiente; CGC al momento del trabajo), ***Juan Cruz Sosa, Enmanuel Santana e Iván Sánchez*** (Machine Learning 4 DATA)

Este trabajo fue seleccionado del 12º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, *Simposio: Geofísica.*

El uso de inversiones elásticas es una pieza fundamental para la caracterización sísmica de reservorios. Este tipo de caracterización permite calcular propiedades elásticas de las rocas y correlacionarlas con propiedades petrofísicas para cuantificar y caracterizar los reservorios de interés. Algunas de las técnicas más utilizadas son enfoques determinísticos dependientes de la ondícula o de un modelo de reflectividad del subsuelo como son la inversión simultánea (Hampson et al. 2005), la inversión sparse-spike (Oldenburg et al. 1983) y la coloured inversion (Lancaster and Whitcombe 2000), procesos ampliamente aplicados en la industria.

Además, se han desarrollado métodos probabilísticos que dependen de un marco estadístico sustentado por modelos estructurales y restricciones espaciales y verticales dadas por variogramas, como la inversión sísmica estocástica. Esta técnica permite evaluar la incertidumbre del modelo mediante procesos iterativos con múltiples realizaciones. Como principal limitación, la inversión estocástica está fuertemente condicionada por el modelo estructural, la calidad de las estadísticas empleadas y de la correcta representación de las correlaciones espaciales. Métodos más avanzados, como la Full Waveform Inversion (FWI), buscan ajustar la ecuación de onda completa para obtener modelos con mayor contenido de frecuencias y captar fenómenos complejos como anisotropía y atenuación. Sin embargo, su aplicación está condicionada por la necesidad de un modelo inicial robusto y por un costo computacional alto.

Todos los métodos de caracterización sísmica mencionados anteriormente dependen del modelo de propagación de ondas del subsuelo utilizado para resolver el problema inverso, estos modelos son denominados "model-driven" (basado en modelos). Asumiendo que las propiedades de las rocas son una función de uno o varios atributos sísmicos, se pueden generar modelos "data-driven" (basados en datos), independientes de un modelo convolucional basado en la ondícula, a partir de regresiones que permitan minimizar el error entre el dato de pozo (label) y el dato sísmico (feature). La incorporación de redes neuronales y técnicas de aprendizaje automático (deep-learning) permitió la posibilidad de desarrollar de manera extensa estos modelos con la capacidad de captar relaciones no-lineales en el dato sísmico. Algunas de las redes neuronales incluidas en los flujos de trabajos de caracterización sísmicas en la industria y en softwares comerciales son FeedForward Neural Network (FFNN), Probabilistic Neural Network (PNN) y Convolutional Neural Network (CNN). Sin embargo, estas arquitecturas presentan limitaciones para capturar relaciones de largo alcance y dependencias complejas en datos sísmicos, lo que motiva la exploración de enfoques más avanzados como los modelos tipo Transformer.

En el caso de estudio propuesto, la caracterización sísmica de reservorios de baja permeabilidad en la Formación Magallanes presenta desafíos adicionales debido a la limitada resolución intrínseca del dato sísmico y a la complejidad de las relaciones entre atributos sísmicos y propiedades petrofísicas. En particular, los reservorios saturados con gas pueden presentar respuestas elásticas similares tanto para condiciones de baja como alta saturación, dificultando su discriminación mediante metodologías convencionales de interpretación sísmica e inversión elástica. Por lo tanto, en este trabajo se presenta un desarrollo de deep learning empleando una arquitectura de redes neuronales tipo Transformer. Este tipo de redes se popularizó a partir de la publicación "Attention Is All You Need" (Vaswani et al. 2017), que inicialmente fue aplicado para la traducción automática de texto, y que luego se extendió su aplicación a modelos de lenguaje natural. Su rasgo distintivo es el mecanismo de self-attention, que evalúa de manera simultánea todas las entradas del modelo para identificar y seleccionar la información más relevante, mejorando la eficiencia y la capacidad de predicción. En el contexto de datos sísmicos, esta capacidad permite capturar dependencias espaciales y verticales complejas entre atributos, superando las limitaciones de arquitecturas más locales como las redes convolucionales.

La aplicación de un modelo Transformer en este estudio tiene dos ventajas principales. Por un lado, permitió generar directamente volúmenes de propiedades de roca, como por ejemplo un volumen 3D de resistividades, asociado al comportamiento del reservorio analizado. Por otro lado, se lograron mejoras cualitativas y cuantitativas respecto a inversiones de trazas previas realizadas en el área. Esto se atribuye a la optimización de hiper-parámetros dentro de la arquitectura de la red neuronal y a su capacidad para capturar relaciones complejas entre la sísmica y los logs de pozos usados como etiquetas. Así, la metodología propuesta combina fundamentos geofísicos con técnicas avanzadas de aprendizaje automático, permitiendo una caracterización más robusta del reservorio en escenarios donde los métodos tradicionales presentan limitaciones.

Complementariamente, los volúmenes de propiedades de rocas obtenidos fueron integrados mediante técnicas no supervisadas de clasificación y segmentación basadas en Self-Organizing Maps (SOM), permitiendo discriminar facies sísmicas y definir geocuerpos asociados a los intervalos de interés.

Ubicación del área de estudio y reservorio

El área de estudio corresponde al yacimiento El Cerrito Oeste (ECO), operado por Compañía General de Combustibles (CGC), ubicado 70 km al sureste de la ciudad de El Calafate en la provincia de Santa Cruz. Este yacimiento se encuentra en el bloque El Cerrito (EC) (Fig. 1), que junto a los bloques Cañadón Deus y El Campamento totalizan un área de más de 700 km^2 cubierta por sísmica 3D adquirida entre los años 2007 y 2008 y reprocesada en 2019.

Los reservorios estudiados son las areniscas de la Fm. Magallanes correspondientes a clinoformas progradantes hacia el SE comprendidos entre la discordancia D3-Maastrichtiano basal y D4-Post Daniana. De base a tope de dichas discordancias, las unidades correspondientes a los reservorios principales se nombran informalmente M3-M2-M1-M0, siendo M2 el principal reservorio descripto en el presente trabajo. Esta prolífica unidad productora de gas se caracteriza por areniscas y areniscas arcillosas gris verdosa con granulometría de grano medio

a muy fina y con permeabilidad entre 0,1 a 1,3mD (Jait et al. 2018).

El yacimiento ECO, productor de gas de las arenas de M2 fue descubierto con la perforación de un pozo de avanzada hacia el noroeste del yacimiento El Cerrito (productor de M0) en el año 2017. Desde ese momento a diciembre de 2025, se perforaron 52 pozos (9 de ellos pozos horizontales con ramas de 1600 m en promedio). Al día de la fecha, el yacimiento cuenta con 44 pozos en producción y una acumulada de gas de más de 60 BCF. La delineación y desarrollo del yacimiento se llevó a cabo en gran medida a partir de anomalías sísmicas de AVO Clase III. Además, se realizaron inversiones sísmicas y procesos especiales para caracterizar cualitativa y cuantitativamente los reservorios (ver Victoria et al. 2022).

Metodología. Modelo transformer

Las principales motivaciones del estudio en un campo maduro como lo es ECO fueron dos. Por un lado, la validación de la metodología propuesta y la inmediata comparación de resultados con pozos ya perforados, pero no incluidos en las predicciones (pozos blind), así como con inversiones elásticas previas y caracterizaciones sísmicas basadas en anomalías de AVO. Por otro lado, la mejora en la ubicación de las locaciones marginales del área de estudio, y la identificación de nuevas zonas prospectivas mediante la caracterización sísmica propuesta.

El flujo de trabajo propuesto consiste en tres etapas principales: generación de atributos sísmicos (features), entrenamiento del modelo Transformer en una etapa auto-supervisada usando los features seguida de una etapa supervisada con datos de pozo, y generación de volúmenes 3D de propiedades de roca para su posterior análisis e interpretación.

Transformer Generative AI

Las redes neuronales tipo transformer fueron desarrolladas por Vaswani et al. 2017 con el objetivo de mejorar la performance en modelos de traducción automática. Debido a su alto poder predictivo desde su desarrollo se extendió su uso a incontables cantidades de aplicaciones incluyendo los modelos de lenguaje generativos como ChatGPT (generative pre-trained transformer). Su uso se hizo tan extenso que la publicación original "Attention is all you need" (Vaswani et al. 2017) tiene, a diciembre de 2025, más de 200.000 citas formales. Su principal característica y a lo cual debe su capacidad predictiva es el uso de capas de atención que tienen la posibilidad de escanear simultáneamente la información y mantener lo que realmente es importante (el dato útil). La figura 2 resume la arquitectura de un modelo Transformer.

Para el desarrollo de este tipo de redes neuronales aplicadas a datos sísmicos y de pozo, se estableció un flujo de trabajo que consta de 3 etapas.

1. Generación de features sísmicos

Para alimentar el modelo predictivo se generaron features sísmicos a partir de volúmenes procesados. El dato sísmico de entrada corresponde a la unificación de tres survey sísmicos adquiridos en los años 2005 (Cañadón Deus), 2006 (El Cerrito) y 2007 (El Campamento), y reprocesados en conjunto en el año 2019 cubriendo un área total de aproximadamente 878 km^2. Se utilizaron volúmenes sísmicos en dominio del tiempo migrado pre-stack (PSTM), incluyendo tanto el volumen full stack como la de sumas de ángulos parciales (features primarios):

- PSTM_FullStack
- 0-12°: PSTM_Near
- 12-24°: PSTM_Mid
- 24-36°: PSTM_Far
- 36-45°: PSTM_UFar

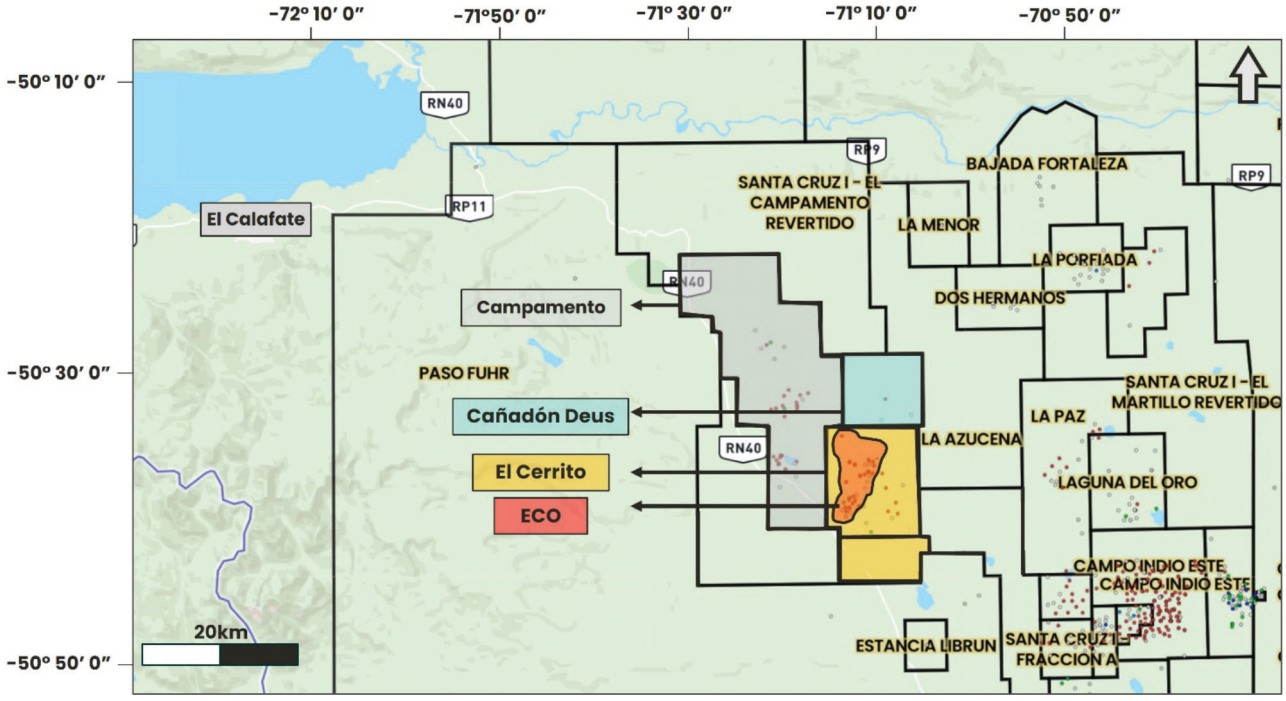


Figura 1. **Ubicación del yacimiento ECO.**

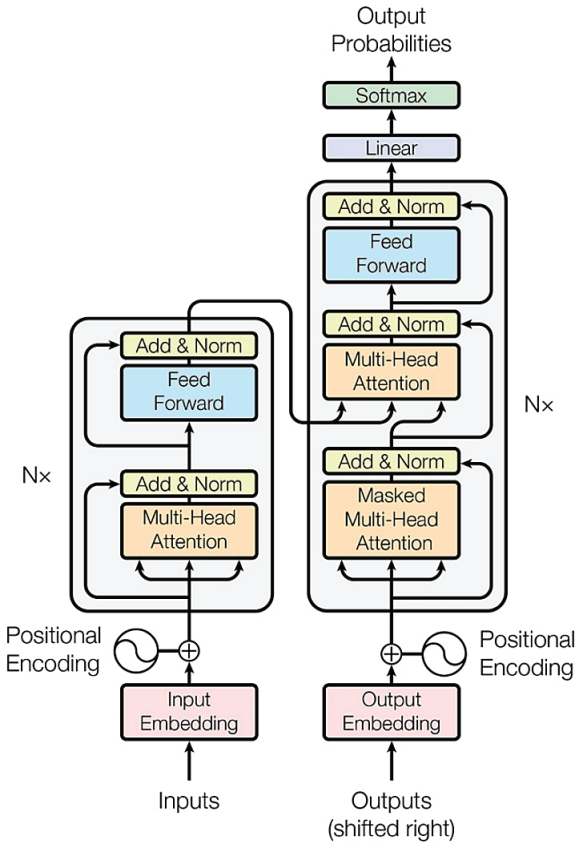


Figura 2. **Esquema de la arquitectura de un modelo Transformer (Vaswani et al. 2017).**

El propósito detrás de la generación de features sísmicos es la posibilidad de maximizar la información relevante contenida en el dato y permitir a las redes neuronales encontrar relaciones complejas, y de esta manera, recuperar información de las amplitudes y geometrías de cada volumen de entrada.

Los volúmenes sísmicos se acotaron vertical y espacialmente para contener el área de interés. En el dominio temporal: 900-1300 ms con un muestreo de 1 ms; y espacialmente se recortó a un área de aproximadamente 270 $km^{2.}$

A partir de los cinco features primarios se generaron features adicionales, entre ellos:

- Descomposición espectral usando Basis Pursuit Decomposition con frecuencias entre 8 y 64Hz y con incrementos de banda de 10Hz.
- Detección de geometrías secundarias del dato sísmico de entrada mediante la aplicación de la suma ponderada de componentes espectrales, Seismic Geometric Decomposition (SGD, Victoria et al. 2022).
- Relative Acoustic Impedance (RAI) preservando la baja frecuencia;
- Extended Elastic Impedance (EEI) reflectivities
- Modelos de baja frecuencia para Impedancia P, S, y densidad

Los criterios utilizados para la selección de los features mencionados se basaron tanto en fundamentos teóricos como en antecedentes documentados en la literatura. A continuación, se detalla el por qué de la inclusión de cada uno de los ítems mencionados.

La suma de ángulos parciales (angle stacks) y sus variaciones relativas son sensibles, de acuerdo con las ecuaciones de Zoeppritz (Zoeppritz, 1919), a contrastes de impedancia de onda P, S, y Densidad. Por lo tanto, estos volúmenes sísmicos aportan información útil para recuperar dichos parámetros.

Las descomposiciones espectrales han sido utilizadas para la caracterización de reservorios y como potencial indicador de hidrocarburos (por ejemplo, Castagna et al. 2003; Partyka et al. 1999), incluyendo atributos derivados de descomposiciones espectrales como la variación de amplitud con la frecuencia (AVF) (Wihardy and Khairy 2021; Mandong et al. 2021).

Se incluyeron también atributos orientados a mejorar la resolución vertical, preservando la geometría del dato sísmico (SGD). De esta manera se mantienen las geometrías espaciales del dato sin depender de interpretaciones subjetivas de horizontes guías.

Los atributos de RAI y EEI se usaron como features de entrada ya que constituyen una representación directa de los parámetros relevantes a predecir. Estos atributos, además de las variaciones de reflectividades proporcionada por la sísmica, incorporan variaciones de propiedades elásticas de roca y de propiedades calibradas a partir de dato de pozo, como es el caso de la EEI (Whitcombe et al. 2002).

Finalmente, se utilizaron modelos de bajas frecuencias como features de entrada debido a que el dato sísmico es intrínsecamente banda limitada y los modelos de aprendizaje con redes neuronales tienden a sobreajustar (overfitting) el dato sin una tendencia de baja frecuencia. El sobreajuste corresponde a un ajuste excesivo durante el entrenamiento, pero con una pobre capacidad de generalización sobre datos no utilizados en esta etapa. De esta manera, un modelo con overfitting va a producir un resultado deficiente desde el punto de vista predictivo. Así, la incorporación de tendencias de baja frecuencia permite restringir las predicciones y estabilizar la respuesta del modelo. Los features de baja frecuencia se construyeron a partir de 15 pozos distribuidos de manera uniforme en el área de interés, horizontes regionales suavizados espacialmente promediado cada 11 trazas, un filtro pasabajos con un corte de alta frecuencia de 8-12Hz y usando una interpolación inversa al cuadrado de la distancia entre pozos.

2. Arquitectura neuronal Transformer-Autoencoder

La arquitectura del modelo se puede resumir en dos etapas principales, una etapa de aprendizaje no supervisado (o auto-supervisado) basada sólo en el dato sísmico, y una etapa de entrenamiento supervisado que incluye el dato de pozo como etiqueta (label). Tanto el dato sísmico como los logs de pozo ingresan al modelo como secuencias temporales asociadas a una posición espacial definida por inline (IL), crossline (XL) y tiempo doble de tránsito (TWT). El dato sísmico fue remuestreado a 1ms y los logs de pozos son previamente filtrados a 150 Hz para aproximar su contenido de frecuencias al dato

sísmico sin perder demasiado detalle vertical. Los pozos son vinculados al dominio sísmico mediante una tabla tiempo profundidad previamente calibrada usando sismogramas sintéticos. Dado que los pozos utilizados fueron verticales, a la traza del pozo se le asigna una única posición espacial IL-XL, mientras que cada posición TWT del dato sísmico se le corresponde la muestra de pozo más cercana. De esta manera, cada traza sísmica y sus correspondientes etiquetas de pozo son tratadas por el modelo como secuencias temporales alineadas espacial y temporalmente.

a. Aprendizaje auto-supervisado

Durante el aprendizaje no supervisado o auto-supervisado, cada traza sísmica es tratada como una secuencia temporal y procesada mediante una arquitectura tipo encoder-decoder (Fig. 3). Previamente al ingresar a la capa de encoder, las trazas sísmicas correspondientes a los atributos de entrada son normalizados para homogenizar sus rangos dinámicos. Se favorece así la convergencia del modelo durante el entrenamiento y una mejor capacidad de generalización. El aprendizaje se realiza de manera auto-supervisada, sin utilizar etiquetas externas, mediante la definición de tareas específicas que permiten maximizar la información intrínseca del dato. Conceptualmente, este enfoque es análogo a modelos utilizados en procesamiento de lenguaje, donde una red neuronal aprende representaciones internas a partir de la estructura del propio dato de entrada.

Los features de entrada son modificados y llevados a un espacio latente multidimensional donde el modelo captura características relevantes y generales del dato sísmico mientras aprende a reconstruir la señal sísmica original. Las tareas que se implementaron para que el modelo reconstruya el dato original incluyeron: I) "Fill gaps": se ocultan segmentos de la traza sísmica, obligando al modelo a reconstruir la señal a partir del contexto (muestras y trazas vecinas); II) "Up-sampling": la traza es remuestreada a una resolución temporal mayor y posteriormente reconstruida a su resolución original; III) "Remove noise": se introduce ruido aleatorio en la señal de entrada y el modelo debe recuperar la traza original.

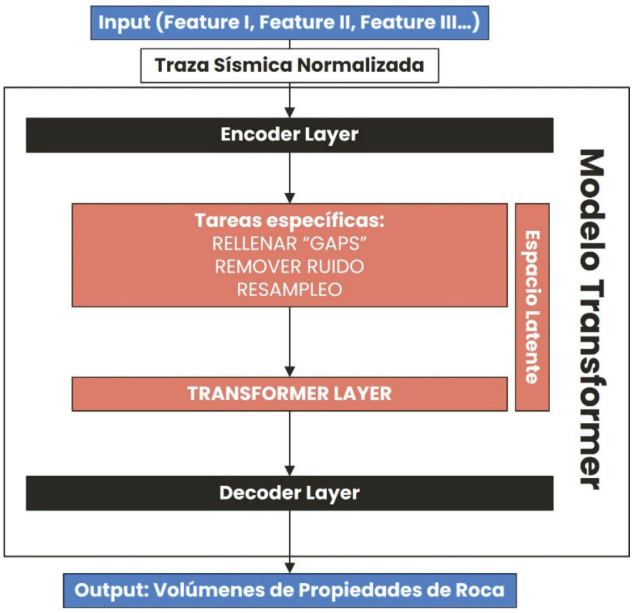


Figura 3. **Representación esquemática simplificada de la arquitectura utilizada en este trabajo. El modelo, basado en una arquitectura tipo encoder–decoder con un bloque Transformer, utiliza como entrada datos sísmicos y los proyecta en un espacio latente. Durante la etapa autosupervisada, la salida es optimizada para reconstruir la señal sísmica original, mientras que en la etapa supervisada el modelo es ajustado para predecir logs de pozo. El modelo final es aplicado sobre todo el volumen sísmico y genera como salida archivos .sgy de cada propiedad de roca objetivo.**

Estas tareas auto-supervisadas se implementan mediante la generación de entradas modificadas (features extras), mientras que la traza sísmica original se utiliza como target y se reconstruye a través de la capa de salida (decoder). El resultado de esta etapa es la generación de un modelo intermedio que es luego utilizado como punto de partida en la etapa supervisada. En esta nueva etapa este modelo va a ser modificado para ajustarse a etiquetas reales y deseadas (logs de pozos) para predecir una propiedad de roca específica.

Esta etapa permite al modelo aprender representaciones internas robustas del dato sísmico, reduciendo la dependencia directa de los datos de pozo y mejorando la capacidad de generalización durante el posterior entrenamiento supervisado.

b. Entrenamiento supervisado con dato de pozo

Para la etapa de entrenamiento supervisado con logs de pozos se utilizaron registros filtrados a 150 Hz. En esta etapa, el modelo previamente entrenado en la etapa no-supervisada es utilizado como punto de partida y ajustado utilizando el dato sísmico como entrada y logs de pozos como variables objetivo. Así, la representación aprendida previamente es refinada para mapear el dato sísmico hacia propiedades elásticas y de roca.

La capa final de salida (decoder) es redefinida para adaptarse al conjunto de logs objetivo. De esta manera, se obtiene un nuevo modelo capaz de predecir los logs de pozos deseados. Una vez el modelo es entrenado, se aplica a todas las trazas para generar un volumen 3D exportado en formato .sgy de cualquier propiedad de roca dado como label.

El ajuste de los pozos al dato sísmico se llevó a cabo con el uso de sismogramas sintéticos ajustando una tabla tiempo-profundidad para cada pozo. Se utilizó una ondícula extraída del dato sísmico con fase cero para "atar" todos los pozos involucrados en el proyecto.

Dado que las redes neuronales son mecanismos data-driven, la predicción de cualquier tipo de log de pozos es conceptualmente posible. Aunque el dato sísmico contiene información elástica de la roca, se realizó un análisis de correlación mediante el coeficiente de Spearman entre los principales logs de propiedades de rocas (Fig. 4) para definir qué propiedades son favorables para predecir. La selección de las propiedades objetivo se basó en el grado de correlación con los atributos elásticos, priorizando aquellos parámetros con mayor capacidad de ser inferidos a partir de la respuesta sísmica. Basados en las correlaciones entre los perfiles eléctricos y las propiedades elásticas de rocas, se predijeron volúmenes de resistividad, impedancia P, impedancia S y Densidad. Cabe

	Zp	Zs	DeepR	Den	GR	NPHI	SP
Zp	1	0,88	0,35	0,45	0,13	0,35	0,03
Zs	0,88	1	0,59	0,3	0,19	0,55	0,01
DeepR	0,35	0,59	1	0,36	0,41	0,59	0,16
Den	0,45	0,3	0,36	1	0,29	0,15	0,25
GR	0,13	0,19	0,41	0,29	1	0,25	0,15
NPHI	0,35	0,55	0,59	0,15	0,25	1	0,05
SP	0,03	0,01	0,16	0,25	0,15	0,05	1
Total	0,92	0,94	0,83	0,76	0,46	0,66	0,28

Correlación
Alta
Buena
Media
Baja
Mala

Figura 4. **Correlación de principales registros eléctricos elásticos y de propiedades de roca. Zp: Impedancia de onda P; Zs: Impedancia de onda S; DeepR: Resistividad profunda; Den: Densidad; GR: Gamma Ray; NPHI: porosidad Neutrón (matriz caliza); SP: Potencial espontáneo.**

destacar que la predicción directa de resistividad representa un avance significativo, al tratarse de una propiedad no directamente derivable de la sísmica mediante métodos tradicionales.

3. Método no supervisado

Los resultados del entrenamiento supervisado fueron volúmenes de DeepR, Zp, Zs y Den. Además, estos cubos sísmicos resultantes fueron usados para calcular volúmenes elásticos derivados como Mu-rho, Lambda-Rho y Poisson Impedance (Quakenbush et al. 2006) calculados a partir de las siguientes ecuaciones:

$$MuRho = Zs^2 \qquad (eq.1)$$
$$LambdaRho = Zp^2 - 2 * Zs^2 \qquad (eq.2)$$
$$PI = Zp - 1.41 * Zs \qquad (eq.3)$$

Con el objetivo de caracterizar el reservorio y capturar variaciones internas, se utilizaron dos enfoques de clasificación no supervisada. Por un lado, a partir de los volúmenes 3D obtenidos por el modelo transformer, y el otro a partir de mapas de atributos del reservorio. En ambos casos se utilizaron redes neuronales del tipo self-organizing maps (SOM) o redes de Kohonen.

- Creación de volúmenes de facies: Se utilizaron como variables de los volúmenes de propiedades obtenidos del modelo (DeepR, Zp, Zs, Den) junto con los atributos elásticos derivados (Mu-rho, Lambda-Rho y PI) para generar volúmenes tridimensionales de facies. El número de clases que mejor caracterice el sistema depende de la complejidad geológica, así como del nivel de detalle requerido para la discriminación interna del reservorio. El número de facies que permitió una adecuada discriminación del reservorio de interés fue de 11 facies dentro de una ventana de 400ms. Esta cantidad de facies fue validada mediante clasificaciones independientes a escala de pozos asegurando consistencia entre las clases sísmicas y facies litológicas. La creación de los volúmenes de facies permitió la extracción de geocuerpos restringidos a tope y base del reservorio de interés y su posterior uso para cálculo de atributos sobre ellos. Esto permitió identificar variaciones internas dentro del reservorio.
- Mapas de facies a partir de multi-atributos sísmicos: se generaron mapas de atributos sísmicos y de propiedades de roca a partir de horizontes guías interpretados. Estos mapas se combinaron en un método de clasificación no supervisado para obtener mapas de facies que permitan entender la distribución lateral de propiedades.

La integración de métodos supervisados y no supervisados permitió una caracterización sísmica robusta del reservorio, mejorando la identificación de zonas prospectivas y la definición de locaciones óptimas para la evaluación del potencial remanente del área (ver sección Interpretación de resultados obtenidos).

Resultados

Caracterización del Reservorio M2 utilizando parámetros elásticos y Resistividad

Elásticamente el reservorio M2 se caracteriza por ser un reservorio con valores relativos bajos de impedancia P (Zp), y una relación Vp/Vs inferior a 1.85 (Fig. 5). Además, es un reservorio con valores bajos de Lambda-Rho, un coeficiente de Poisson (PR) menor a 0.3 y valores bajos de Poisson Impedance (PI) relativos calculados a partir de la ecuación 3 (Eq. 3). La combinación de distintos cutoff para las curvas presentadas en la figura 6 permite discriminar el reservorio de interés. Valores de corte de 8 ohm.m de resistividad, Vp/Vs menor a 1,85 y valores menores a 1500 para PI resaltan el reservorio (valores de cortes sombreados con rojo en la figura). Además, la combinación de los pares de curvas Zp-Zs y LR-MR muestran una respuesta característica para el reservorio en cuestión (cruces sombreados en amarillo). Estas relaciones fueron determinadas a partir del análisis integrado de logs de pozo y utilizadas como referencia para la interpretación y validación de los resultados obtenidos mediante el modelo Transformer.

La configuración de parámetros elásticos descripta para el reservorio genera una respuesta sintética y sísmica de AVO clase III consistente con areniscas cargadas con gas productivo y, en algunos casos, con presencia de fizz water (gas no comercial). Comportamientos elásticos similares han sido documentados en la literatura para reservorios correspondientes a las areniscas de la Fm. Magallanes inferior en distintos yacimientos de la Cuenca Austral (Soldo 2009; Aimar et al. 2018; Jait et al. 2018; Bufaliza 2023).

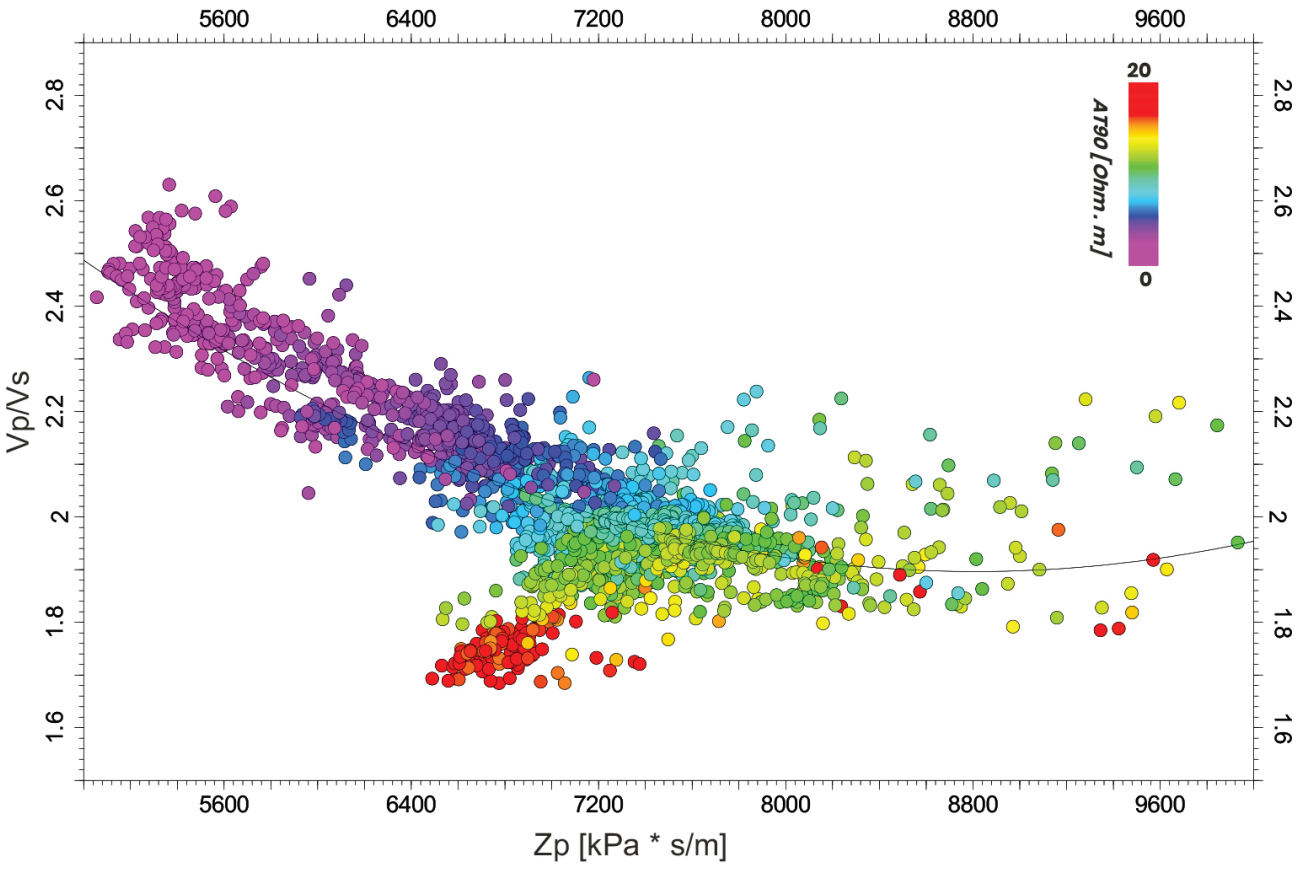


Figura 5. **Comportamiento elástico característico del reservorio M2 en un crossplot Vp/Vs vs. Impedancia P. La relación Vp/Vs cae por debajo de 1,8 asociado a una disminución de Zp alejándose de la tendencia de background marcada con trazo negro continuo. La resistividad aumenta (puntos rojos) conforme con la disminución mencionada.**

Los resultados obtenidos mediante el modelo presentado en este trabajo lograron reproducir de manera consistente las principales respuestas elásticas y resistivas observadas en los datos de pozo, permitiendo discriminar efectivamente el reservorio a partir de datos sísmicos.

Volúmenes sísmicos

Los cubos sísmicos resultantes corresponden a volúmenes de propiedades de rocas en valores absolutos. Los volúmenes de impedancia P, impedancia S y Densidad fueron contrastados contra inversiones de color ("colored inversion") e inversión simultánea, mostrando mejoras visuales y cuantitativas frente a ambos casos. La figura 7 muestra una comparación de los resultados de una inversión simultánea (arriba) para impedancia S y el volumen obtenido con el modelo Transformer (abajo). Cualitativamente, el modelo transformer exhibe un mejor ajuste pozo-sísmica y un rango dinámico de valores más consistentes con los logs de pozos.

Los errores calculados para cada modelo se presentan en la tabla 1 para un pozo no usado en el modelo (blind) y un pozo usado durante el entrenamiento (trainer). Con el objetivo de validar los resultados de manera robusta y consistente, las métricas de error fueron calculadas sobre

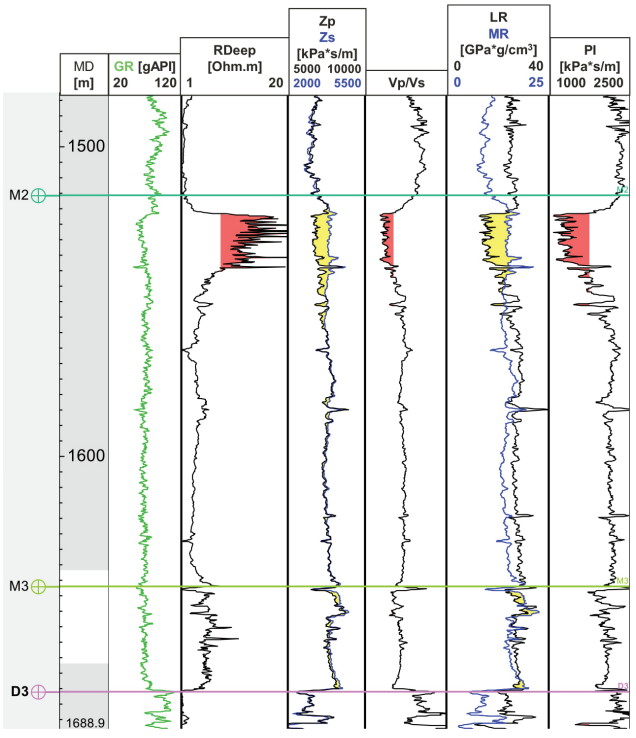


Figura 6. **Respuesta resistiva y elástica para las principales curvas que permiten discriminar el reservorio M2. La combinación de las curvas presentadas es fundamental para la detección sísmica de la anomalía de interés.**

un intervalo de 400m de espesor vertical, muestreado cada 0.5m y no únicamente sobre el intervalo objetivo del reservorio M2. Estos errores se cuantificaron mediante el error porcentual medio (MAPE) para las impedancias y el error absoluto medio (MAE) para la densidad. El MAPE (Eq. 4) expresa el error relativo promedio respecto al valor real, permitiendo comparar propiedades con amplios rangos dinámicos. Por otro lado, el MAE (utilizado para medir el error sobre la predicción de la densidad por su pequeño rango dinámico) representa el desvío absoluto promedio en las mismas unidades físicas de la propiedad evaluada (Eq. 5).

$$MAPE = \frac{100}{n}\sum_{i=1}^{n}\left|\frac{y_i - \hat{y}_i}{y_i}\right| \quad (eq.4)$$

donde: y_i: valor real; $\hat{y}_i$: valor predicho

$$MAE = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}|y_i - \hat{y}_i| \quad (eq.5)$$

donde: y_i: valor real; $\hat{y}_i$: valor predicho

En todos los casos, el modelo propuesto en este trabajo presenta, sistemáticamente, valores de error menores en comparación con la inversión simultánea. Para la impedancia P las diferencias de los errores en el pozo blind son pequeñas. Esto sugiere que la inversión simultánea constituye una aproximación adecuada para la recuperación de Zp, relacionada con incidencia normal. Sin embargo, las mejoras observadas en impedancia S y densidad resultan particularmente relevantes, ya que estos parámetros suelen ser los más sensibles a incertidumbres asociadas a métodos de inversión sísmica convencionales. En particular, reducciones consistentes en los errores sobre pozos blind indican una mejora en la capacidad de generalización del modelo. A diferencia del modelo clásico de inversión, los modelos de redes neuronales permiten capturar relaciones complejas entre múltiples features de entrada (incluyendo no sólo suma de ángulos parciales, sino también atributos que caracterizan el

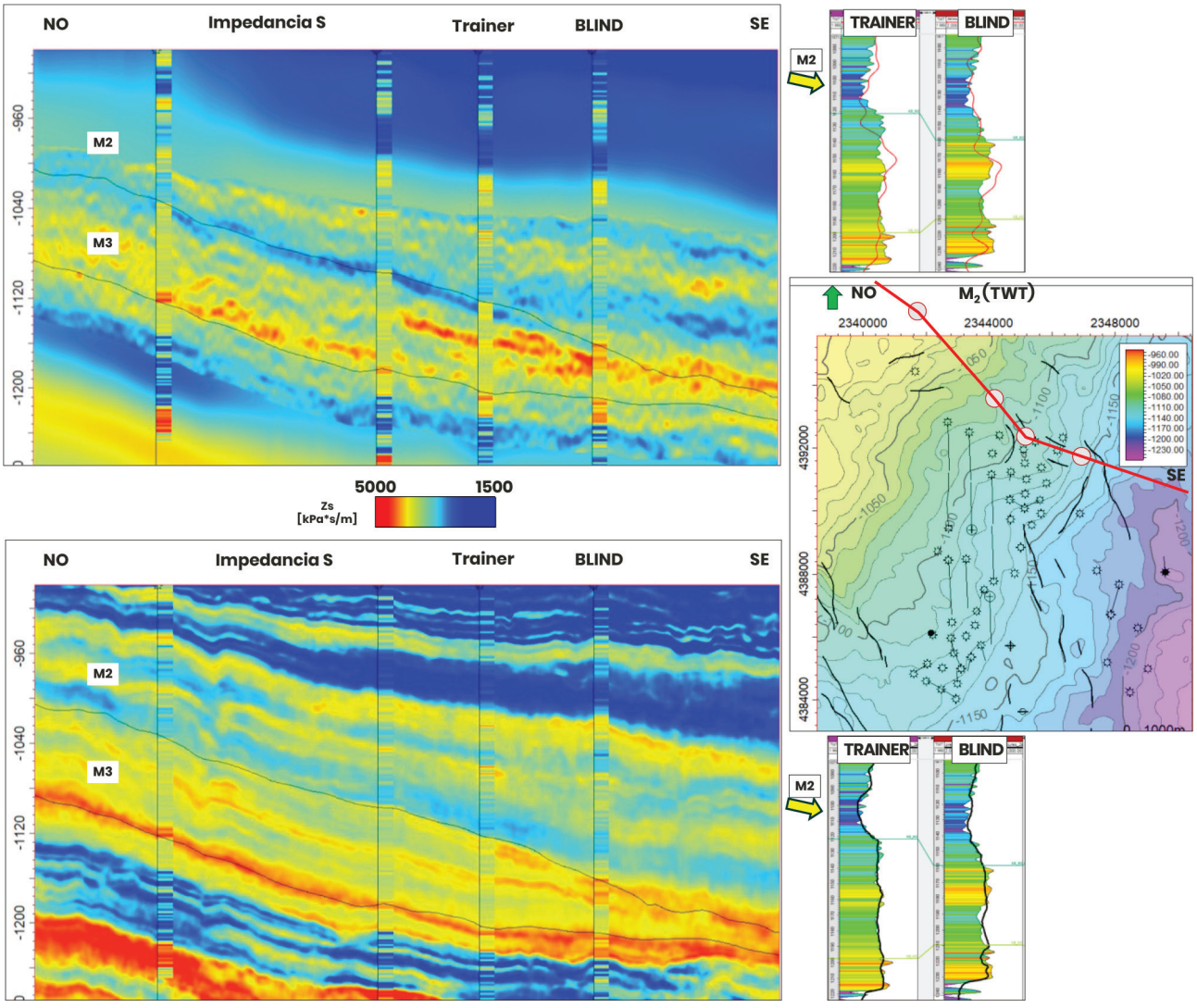


Figura 7. **Sección NO-SE comparando una inversión simultánea (sección superior) contra un cubo de propiedad de roca obtenido con el modelo transformer (sección inferior). Superpuesto sobre la sección se muestran 4 pozos claves en el área con los perfiles de impedancia S filtrados a 300 Hz y la misma escala de color. A la derecha se muestra la extracción de cada volumen sísmico (línea roja arriba y negra abajo) sobre el track del dato predicho (Zs). Se observa un mejor ajuste del modelo transformer versus la inversión simultánea.**

	Error relativo porcentual (MAPE)				Error absolute medio (MAE)	
	P-Impedance		S-Impedande		Densidad (g/cm³)	
	Blind	*Trainer*	*Blind*	*Trainer*	*Blind*	*Trainer*
Transformer	6,19%	4,04%	8,52%	5,61%	0,043	0,032
Simult. *Inversion*	7,81%	7,69%	12,73%	13,12%	0,055	0,049

Tabla 1. **Errores medidos en pozo "blind" y pozo utilizado durante el entrenamiento ("trainer") comparando modelo Transformer vs. Inversión simultánea. En todos los casos el modelo transformer muestra mejores resultados.**

reservorio de interés) resultando en estimaciones más robustas y con menores errores medidos.

Para validar que las mejoras en las métricas de los errores medidos fueron significativas, se calculó adicionalmente el coeficiente de correlación de Pearson (r) entre los logs de pozos y las propiedades predichas tanto por el modelo como por la inversión simultánea. El coeficiente, r, cuantifica la correlación lineal entre los valores observados y predichos, permitiendo evaluar la capacidad predictiva del modelo. En términos generales, para predicción de propiedades y en base a correlaciones entre predicciones a partir del dato sísmico y de pozo, consideramos en este trabajo que un coeficiente mayor a 0,7 es una predicción confiable, mayor a 0,8 es buena y de 0,9 es una predicción precisa. La tabla 2 resume los resultados obtenidos para los parámetros elásticos.

Asimismo, a partir del modelo Transformer se obtuvo directamente un cubo de resistividad a partir de la curva de inducción profunda, ya que esta presenta buena correlación con los parámetros elásticos (Figs. 4, 5 y 6). La curva de resistividad resulta fundamental para el yacimiento ya que el reservorio cargado con gas presenta un alto contraste de valores absolutos comparado con la roca de caja. La figura 8 muestra una sección N-S multi pozos que muestra como el resultado del volumen de resistividad captura variaciones internas dentro del rango dinámico del reservorio. Esta discriminación interna dentro del reservorio permite suponer variaciones de facies dentro del intervalo de interés y no sólo una discriminación discreta entre lo que es reservorio o no. Además, el modelo logra reproducir coherentemente la respuesta de reservorios superiores e inferiores sin haber usado previamente durante el entrenamiento horizontes interpretados que guíen el modelo. Los resultados para el volumen de resistividad fueron también evaluados mediante el error absoluto medio (MAE) y el coeficiente de correlación de Pearson, siendo MAE igual a 0,82 ohm.m y r=0,85. La capacidad del modelo para predecir resistividad resulta particularmente relevante, ya que esta propiedad no puede derivarse directamente del dato sísmico mediante métodos convencionales de inversión.

Interpretación de los resultados obtenidos

Los resultados obtenidos fueron utilizados para generar mapas de propiedades del reservorio. La figura 8 muestra, en la sección inferior derecha, un mapa de valores RMS obtenidos a partir del cubo de resistividad y calculado sobre el geocuerpo perteneciente a M2. El uso del cálculo de la raíz cuadrática media (RMS) permite resaltar variaciones de resistividad dentro del espesor del reservorio, independizándose de efectos locales de alguna muestra individual con valores anómalos. Estas variaciones internas observadas dentro de la progradación se interpretan como el resultado de cambios laterales de facies que impactan en la calidad del reservorio, variaciones en el espesor efectivo de la unidad, o una combinación de ambos factores. En sentido norte-sur, tanto la sección sísmica como el mapa asociado de la figura 8 muestran una zona central con disminución de valores de resistividad, seguida de otro incremento hacia el sur. Las mayores resistividades se correlacionan con el desarrollo principal del campo, mientras que los valores más bajos hacia el sur sugieren una degradación en la calidad del reservorio, consistente con lo observado por pozos.

Hacia el límite occidental de la progradación, se observa una reducción en la potencia del reservorio. Esta disminución de espesor coincide con la disminución de los valores RMS de resistividad, tanto en el mapa como en la sección de la figura 8 (ver los pozos más occidentales proyectados en la figura).

A pesar de las limitaciones de resolución vertical y del efecto de tuning en los datos sísmicos, los resultados obtenidos sugieren que las redes neuronales logran capturar relaciones complejas de amplitud y frecuencia de manera consistente, generando una respuesta robusta y sin artefactos ni valores inconsistentes con el rango dinámico de la propiedad predicha. Por lo tanto, el enfoque data-driven contribuye a una caracterización cuantitativa y coherente del reservorio con geometrías compatibles con el dato sísmico. En conjunto, los resultados permiten una mejor comprensión de la arquitectura in-

	Coeficiente correlación Pearson (r)					
	P-Impedance		S-Impedande		Densidad	
	Blind	*Trainer*	*Blind*	*Trainer*	*Blind*	*Trainer*
Transformer	0,72%	0,88%	0,77%	0,92%	0,63	0,80
Simult. *Inversion*	0,57%	0,66%	0,56%	0,64%	0,45	0,54

Tabla 2. **Coeficiente de correlación de Pearson para un pozo blind y uno usado durante el entrenamiento para la inversión simultánea y el modelo Transformer. Sistemáticamente el modelo Transformer muestra mejores correlaciones para los valores predichos.**

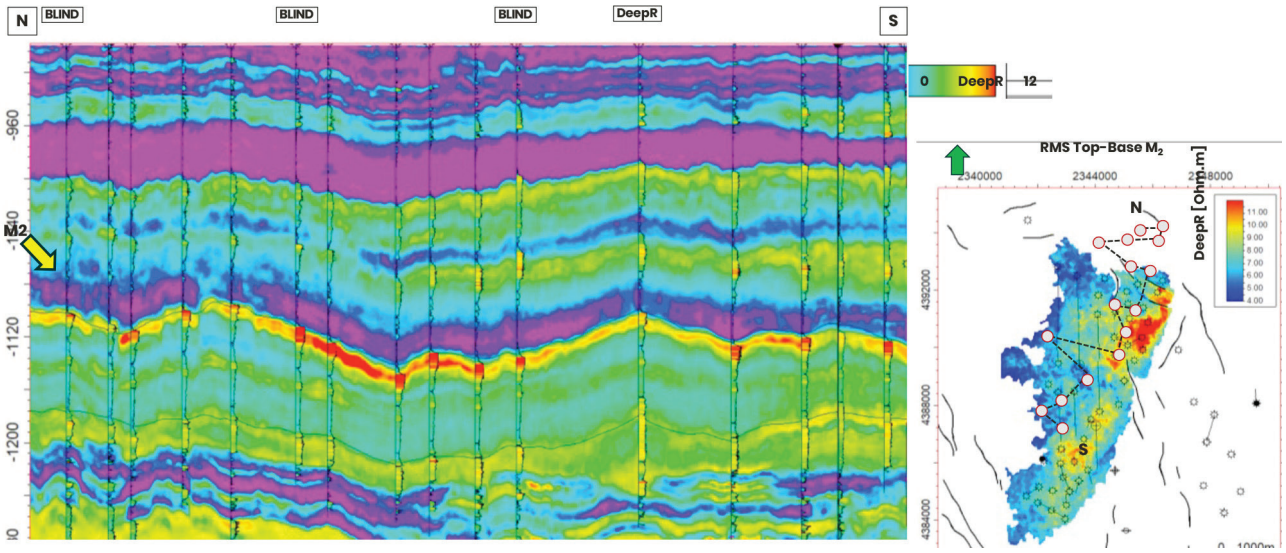


Figura 8. **Cubo de resistividad obtenido a partir del modelo transformer. El modelo obtenido se ajusta al rango dinámico del reservorio permitiendo diferenciar variaciones laterales de resistividad asociada a cambios de facies entre los pozos al norte y al sur del yacimiento. En el mapa de la derecha se muestra el valor RMS del cubo de resistividad calculado para el geocuerpo del reservorio.**

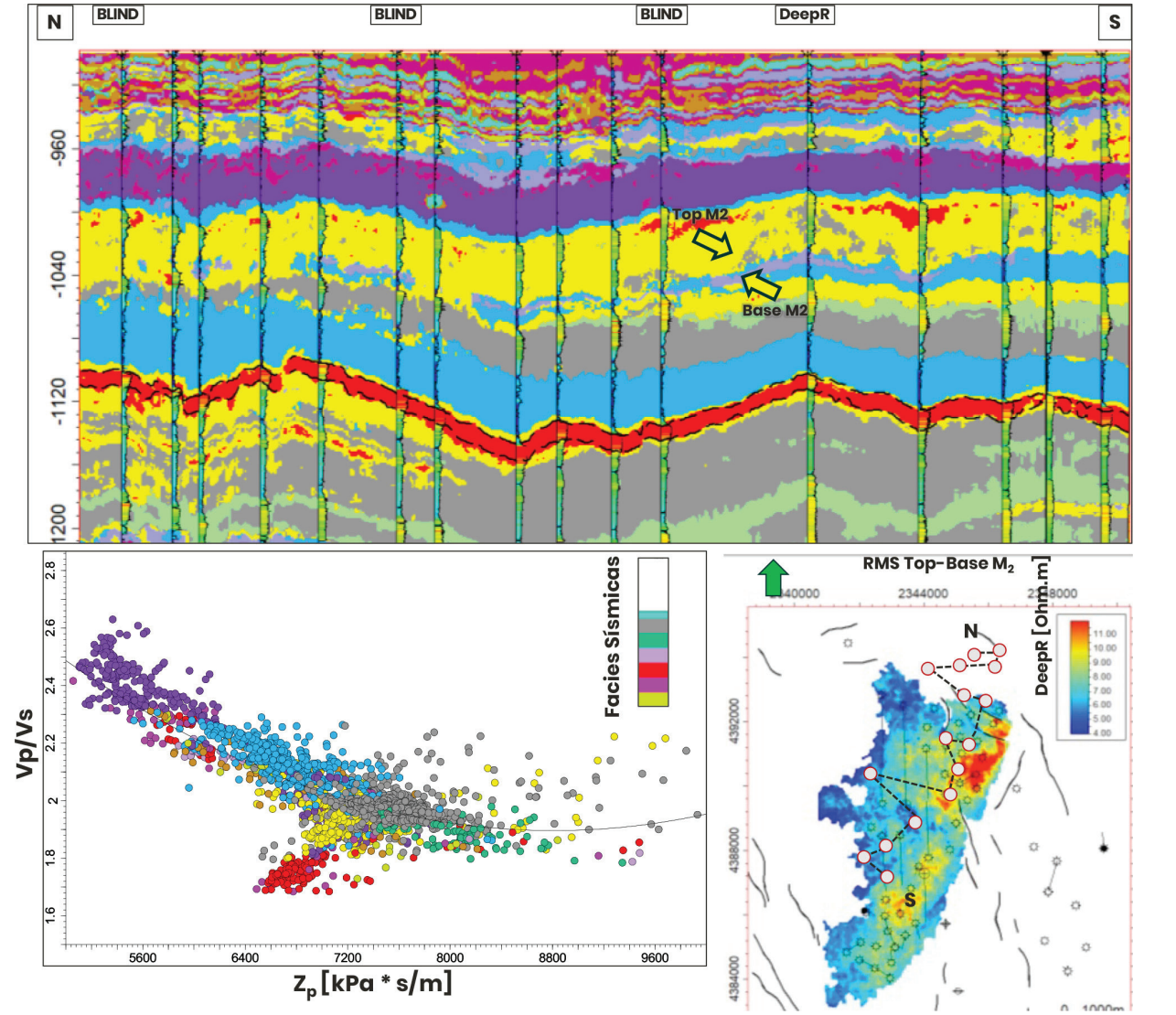


Figura 9. **Resultados del modelo no supervisado para clasificación de facies sísmicas que permitió capturar tope y base del reservorio. Abajo a la izquierda se presenta el crossplot Vp/Vs vs. Zp de la figura 5 pero coloreado por facies sísmicas. Se nota una buena coincidencia de la zona de reservorio cargado con gas con bajos valores de Vp/Vs con facies sísmicas de reservorio (rojas).**

terna del reservorio, evidenciando variaciones laterales de facies y cambios en su calidad o potencia.

Discriminación de facies

Los resultados obtenidos mediante el enfoque supervisado fueron combinados con métodos no supervisados para una caracterización más robusta del reservorio. La discriminación de facies se realizó a partir de los volúmenes de propiedades elásticas y de resistividad predichos por el modelo Transformer, combinados con atributos derivados calculados a partir de dichas propiedades (Eq. 1, 2 y 3). Estos volúmenes fueron utilizados como entrada en un algoritmo de clasificación no supervisada tipo Self-Organizing Maps (SOM). Así, se lograron combinar los resultados del modelo y generar volúmenes 3D de facies sísmicas para discretizar el reservorio.

El número de facies utilizado para la clasificación fue de 11 clases. Si bien la cantidad de facies seleccionadas posee un componente subjetivo asociado al criterio del intérprete, este valor fue validado mediante clasificaciones no supervisadas realizadas directamente sobre logs de pozo en intervalos verticales comparables al rango temporal abarcado por la sísmica. El objetivo fue verificar que la cantidad de clases utilizada permitiera discriminar adecuadamente los principales reservorios de interés. La cantidad óptima de facies no es un valor único y depende de la complejidad litológica y del rango estratigráfico involucrado.

La figura 9 muestra la misma sección presentada en la figura 8 pero con el volumen de facies proyectado sobre esta. En la parte inferior izquierda de la figura se muestra el mismo cross-plot Vp/Vs vs Zp (previamente presentado en la figura 5), coloreado por las facies sísmicas extraídas del volumen 3D de facies a los pozos. Los puntos que se apartan de la línea de tendencia (con valores bajos de Vp/Vs y de Zp) coinciden con las facies rojas que delimitan al reservorio productivo. El mapa presentado en la parte inferior derecha de la figura es el mismo descripto anteriormente en donde se utilizó el tope y base del geocuerpo definido a partir del volumen de facies para extraer los valores de DeepR. La correspondencia entre las facies sísmicas obtenidas y las tendencias observadas en los datos de pozo proporciona una validación cualitativa del modelo de clasificación.

Por otro lado, y de manera independiente a la clasificación de facies en volúmenes 3D, también se aplicó un método no supervisado sobre mapas de atributos y propiedades sísmicas. De esta manera se generaron mapas de facies sísmicas combinando extracciones de amplitudes y propiedades de roca. En este caso, la clasificación estuvo orientada específicamente a capturar variaciones internas dentro del reservorio y no a discriminar litologías presentes en todo el intervalo temporal estudiado. Por este motivo, el número de facies utilizado fue diferente al empleado en los volúmenes 3D y dependió nuevamente del criterio interpretativo y del nivel de detalle buscado en las heterogeneidades internas del reservorio. Se presenta un ejemplo de un mapa discreto de facies con 9 clases para discriminar variaciones en el reservorio (Fig. 10). Para esta clasificación se integraron atributos de AVO y propiedades de roca obtenidas mediante el modelo presentado en este trabajo a partir de extracciones a horizontes interpretados en el dato sísmico. Los resultados muestran variaciones internas asociadas tanto a cambios de facies hacia el sur como a una disminución progresiva del espesor hacia los límites del reservorio. La integración de estos mapas de facies con los resultados previamente presentados permitió realizar una interpretación más integral del sistema y definir los potenciales límites de la progradación M2, representados con línea negra punteada. Los resultados obtenidos sugieren posibles áreas con potencial remanente (locaciones en color azul sobre la figura 10), que podrían ser evaluadas en futuras campañas de perforación.

Caracterización de M3

Con el objetivo de evaluar la generalización y aplicabilidad del modelo en otros intervalos distintos al reservorio principal M2, se analizaron de manera cualitativa los resultados sobre el reservorio M3. Dado que el entrenamiento del modelo durante el entrenamiento auto-supervisado se realiza utilizando trazas sísmicas completas en la ventana temporal analizada (900-1300ms), y ventanas verticales de pozo que abarcan el intervalo sísmico atravesado por el pozo durante el entrenamiento supervisado, el modelo incorpora información correspondien-

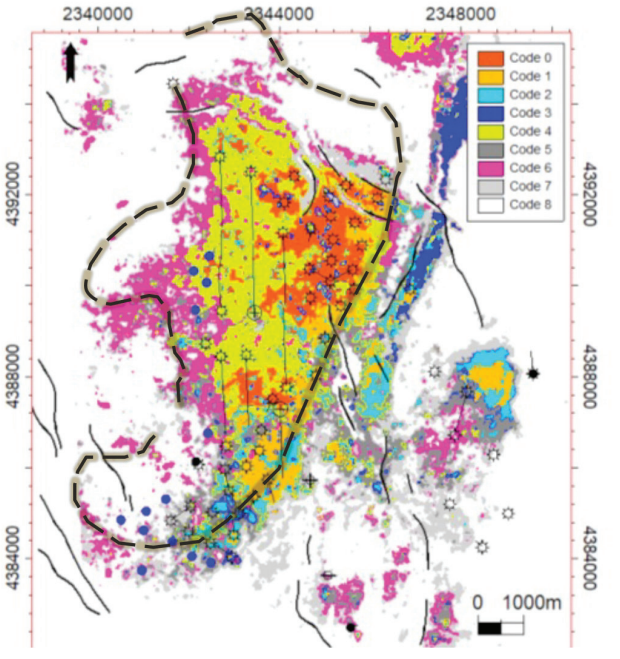


Figura 10. **Clases determinadas con algoritmos no supervisados a partir de mapas de multi-atributos. La combinación de estos mapas con el análisis previamente presentado a nivel sísmico 3D y de pozo, ayudó a interpretar los límites del reservorio, validar los mapas de espesor de arenas y ajustar las posiciones con potencial remanente en el área (locaciones en azul).**

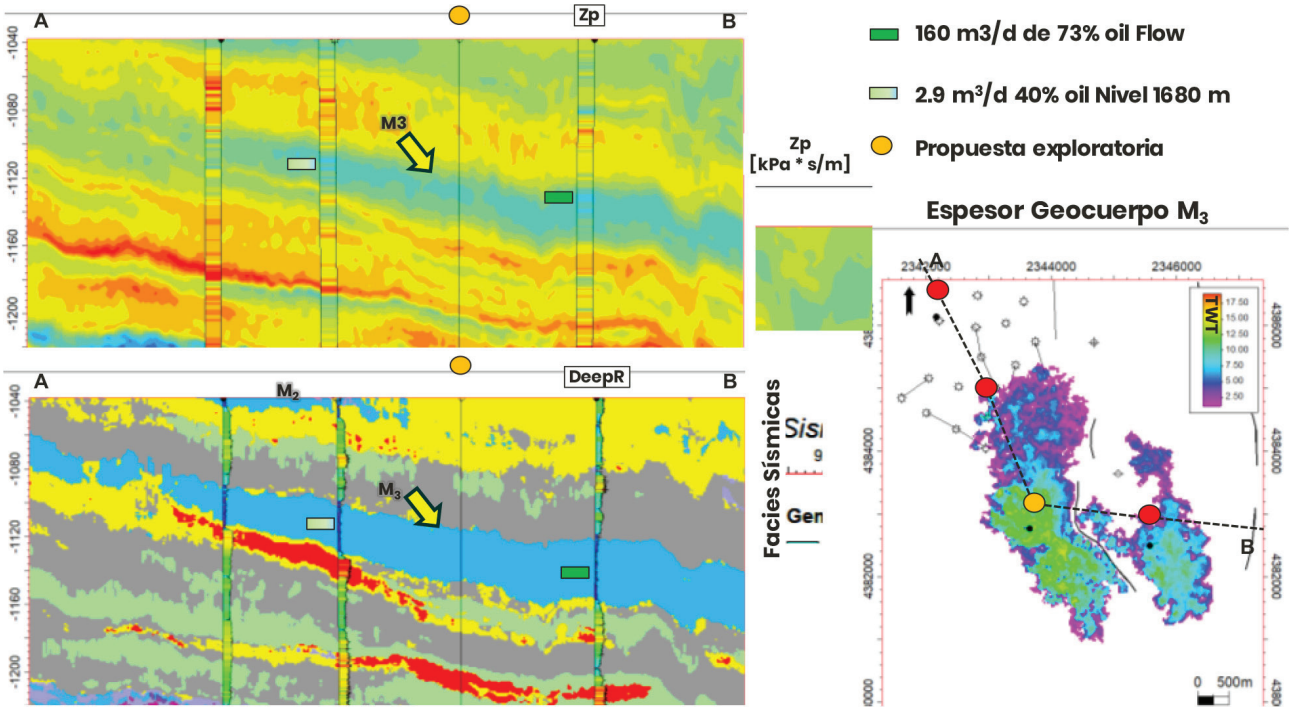


Figura 11. **Sección A-B mostrando el reservorio M3. La sección superior muestra el cubo de impedancia acústica obtenido con el modelo Transformer y la correspondencia observada entre los perfiles de pozo y los volúmenes predichos, constituyendo una evaluación cualitativa del modelo en este intervalo. La progradación M3 corresponde a una disminución de impedancia P. La sección inferior muestra el cubo de facies sísmicas obtenidos a partir del modelo no supervisado en donde se logra mapear tope y base del reservorio y su extensión lateral. El mapa muestra el espesor en tiempo de tránsito doble de tope a base del geocuerpo identificado como M3 sustentando la propuesta exploratoria para este nivel marcada en el mapa y las secciones.**

te a múltiples niveles estratigráficos. La elección del intervalo M3 para su análisis se debió al interés de dicho reservorio en el área estudiada ya que presenta producción de petróleo asociada a esta progradación. El antecedente más fuerte para el reservorio M3 proviene del pozo ECO.x-9(d), ubicado al sur del yacimiento. Dicho pozo ensayó 160 m^3/d de líquido con 73% de petróleo y 27% de agua de formación con una presión en boca de 14 kg/cm^2. El pozo quedó productivo de este intervalo y acumuló a fines del 2025, 50 Mm^3 de petróleo. Este pozo es el único productor de este intervalo, aunque otros pozos han registrado ensayos de petróleo del mismo.

La figura 11 muestra una sección NO-SE que atraviesa dos pozos que ensayaron petróleo de la progradación M3 y una propuesta exploratoria orientada a evaluar un análogo hacia el oeste del pozo ECO.x-9(d). En la sección superior se muestra el cubo de impedancia acústica de onda-P, junto con los perfiles eléctricos utilizando la misma escala de colores, mostrando un buen ajuste sísmica–pozo. En el panel inferior se presenta el volumen de facies obtenido a partir de la integración de los resultados del modelo basado en Transformer y el análisis no supervisado. A partir de este volumen fue posible delimitar el tope y la base de la facies asociada a la progradación M3, permitiendo mapear su extensión lateral. El mapa asociado en la figura muestra dicha anomalía, representada en términos de espesor en tiempo (TWT) entre el tope y la base definidos por el volumen de facies.

La caracterización integrada de propiedades elásticas y facies sísmicas proporciona un marco consistente para la identificación y delimitación de esta anomalía, y da soporte técnico a nuevas oportunidades exploratorias (Fig. 11). Los resultados no solo respaldan la localización propuesta, sino que también contribuyen a definir con mayor precisión la geometría y extensión de la anomalía sísmica.

Conclusiones

El presente trabajo demuestra la factibilidad de utilizar modelos de deep learning tipo Transformer para la generación directa de volúmenes tridimensionales de propiedades elásticas y petrofísicas a partir de datos sísmicos y logs de pozos. De esta manera, se generaron volúmenes 3D de propiedades elásticas de roca – como impedancia P, impedancia S y densidad – y de propiedades no elásticas, como la resistividad. La capacidad de extender el workflow hacia otras propiedades no abordadas en el presente trabajo y obtener resultados geológicamente coherentes es potencialmente posible, aunque debería ser evaluado, para este u otros casos particulares, en trabajos futuros. Este desafío de generar volúmenes tridimensionales de propiedades de roca distintas a las elásticas no puede ser abordado de manera directa mediante metodologías convencionales de inversión sísmica.

Si bien el modelo no pudo ser validado mediante nuevas perforaciones debido a la baja actividad en el período 2024–2025, los resultados obtenidos muestran mejoras sistemáticas respecto de caracterizaciones sísmicas tradicionales. Esta mejora fue validada y cuantificada con pozos blind no utilizados durante el entrenamiento, donde se observaron menores errores de predicción en comparación con inversiones simultáneas.

Aunque el modelo propuesto no está exento de las limitaciones inherentes al dato sísmico, como la resolución vertical y espacial, los resultados sugieren mejoras frente a modelos physics-driven. Así, los enfoques data-driven basados en deep learning demostraron capacidad de representar relaciones complejas entre trazas sísmicas provenientes de múltiples atributos y propiedades de rocas a partir de logs. Las respuestas obtenidas mostraron coherencia geológica y consistencia con lo observado en los pozos. Es importante destacar la importancia de un correcto entendimiento del problema geológico y del yacimiento a caracterizar para la correcta selección del dato de entrada y parámetros a predecir.

Se espera que el potencial del tipo de metodología descripta en el presente trabajo aumente a medida que se incorpore un mayor volumen y diversidad de datos sísmicos y de pozos durante el entrenamiento, así como también se espera una mejora con el desarrollo de redes neuronales específicas para caracterizaciones sísmicas. A su vez, a mayor cantidad de pozos disponibles, la red neuronal incrementa su capacidad de generalización y de captura de relaciones relevantes para el escenario específico a analizar.

La caracterización sísmica realizada sobre los reservorios de la Formación Magallanes (M2) permitió una mejor discriminación de facies sísmicas y la delimitación de áreas con potencial remanente. Como resultado, el modelo contribuyó a optimizar la ubicación de locaciones en un campo maduro, aportando información cualitativa y cuantitativa adicional para la toma de decisiones en el desarrollo del yacimiento.

Aunque en este trabajo se caracterizó el reservorio M2 del miembro inferior de la Fm. Magallanes, los resultados obtenidos no están limitados a este intervalo y mostraron consistencia para la caracterización de otros niveles de interés, como M3. Este reservorio se evaluó de manera cualitativa y los resultados sugieren que el enfoque podría ser aplicable a otros intervalos del sistema, aunque su desempeño debería evaluarse en cada caso. Esta característica es otra de las fortalezas de la metodología propuesta, la cual no está restringida a intervalos estratigráficos o temporales puntuales. Por el contrario, se comprobó que las métricas de los modelos mejoran mientras se incorpora mayores volúmenes de datos, en virtud de la capacidad de las redes neuronales para capturar relaciones temporales y espaciales de largo alcance.

Referencias citadas

Aimar, E., Cevallos, M., Cangini, A., Mas Cattapan, F. and 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, p. 203–220.

Bufaliza, N., 2023. Quantitative Seismic Characterization for Low Saturation Gas Reservoirs: A Case Study in Magallanes Formation, Austral Basin, Argentina.

Castagna, J.P., Sun, S. and Siegfried, R.W., 2003. Instantaneous spectral analysis: Detection of low-frequency shadows associated with hydrocarbons. The leading edge, 22, p. 120–127.

Hampson, D.P., Russell, B.H. and Bankhead, B., 2005. Simultaneous inversion of pre-stack seismic data. In: SEG Technical Program Expanded Abstracts 2005, p. 1633–1637.

Jait, D.M., Cevallos, M., Molinari, M.L., Cangini, A., Cattapan, F.M. and Vega, V., 2018. Exploración y desarrollo de reservorios de baja permeabilidad de la Formación Magallanes en el bloque El Cerrito, Cuenca Austral, Argentina. 10º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. In: Simposio de Desarrollo de Hidrocarburos: Desarrollo Con Pensamiento No Convencional, p. 251.

Lancaster, S. and Whitcombe, D., 2000. Fast-track 'coloured'inversion. In: SEG Technical Program Expanded Abstracts 2000, p 1572–1575.

Mandong, A.F., Bekti, R.P. and Saputra, R.I., 2021. Amplitude Variation with Frequency as Direct Hydrocarbon Indicator for Quick Look and Different Insight of Hydrocarbon Delineation. Jurnal Geofisika, v. 19, no. 2, p. 62–68.

Oldenburg, D., Scheuer, T. and Levy, S., 1983. Recovery of the acoustic impedance from reflection seismograms. Geophysics, v. 48, no.10, p. 1318–1337.

Partyka, G., Gridley, J. and Lopez, J., 1999. Interpretational applications of spectral decomposition in reservoir characterization. The leading edge, v. 18, no. 3, p. 353–360.

Quakenbush, M., Shang, B. and Tuttle, C., 2006. Poisson impedance. The leading edge, v. 25, no. 2, p. 128–138.

Soldo, J., 2009. Fluid to lithology discrimination approach using simultaneous AVO inversion: Puesto Peter Field, Austral Basin, Argentina. The Leading Edge, v. 28,no. 6, p. 698–701.

Vaswani, A., Shazeer, N., et al., 2017. Attention is all you need. Advances in neural information processing systems, v. 30.

Victoria, M., Mas Cattapan, F., Froy, V. and Cangini, A., 2022. Caracterización sísmica de alta resolución en el yacimiento Cerrito Oeste, Cuenca Austral. 11o Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos.

Whitcombe, D.N., Connolly, P.A., Reagan, R.L. and Redshaw, T.C., 2002. Extended elastic impedance for fluid and lithology prediction. Geophysics, v. 67, p. 63–67.

Wihardy, G.G. and Khairy, H., 2021. Slope of Spectral Amplitude: Simple Yet Effective Hydrocarbon Indicator. Jurnal Geofisika, v. 19, no. 2, p. 57–61.

Zoeppritz, K., 1919. Erdbebenwellen VIII B, Uber reflexion und durchgang seismischer wellen durch unstetigkeisflachen. Gottinger Nachr., v. 1, 66–84

Buscá todo sobre el shale en nuestra web

Shale en ARGENTINA

IAPG INSTITUTO ARGENTINO DEL PETROLEO Y DEL GAS



www.shaleenargentina.org.ar

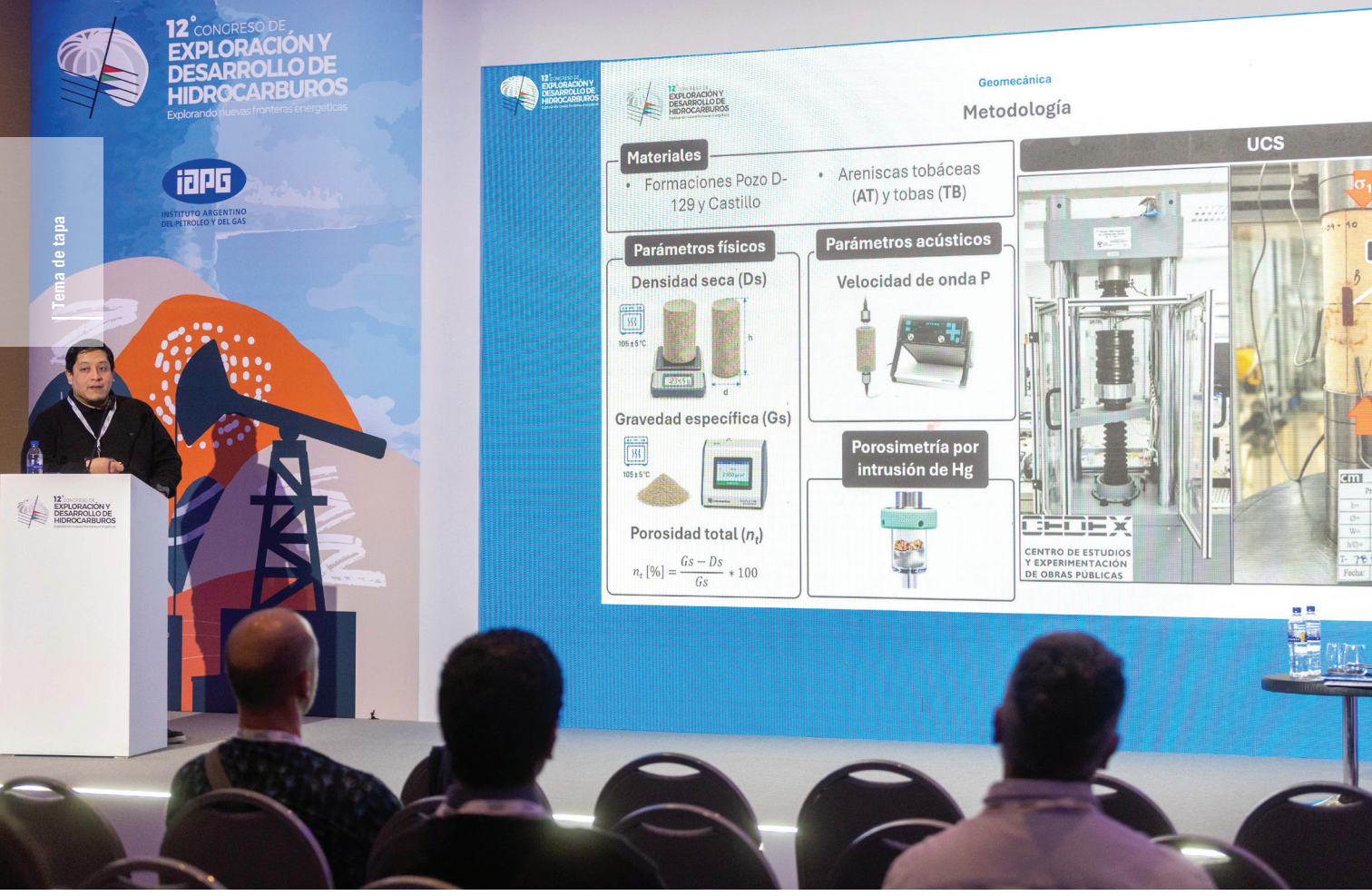
El sitio del IAPG destinado especialmente a los hidrocarburos de reservorios no convencionales, como *shale gas* y *shale oil*.

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!

/company/iapg /IAPGinfo /IAPG_Info /iapginfo



Definición de un *Tuffaceous Index* para la evaluación de análogos de reservorios de la Formación Bajo Barreal, Cuenca del Golfo San Jorge (Argentina)

Por ***Pablo Ángel Vidal*** y ***Maximiliano Cortés*** (Universidad Nacional de la Patagonia San Juan Bosco, Universidad Politécnica de Madrid e Instituto Multidisciplinario para la Investigación y el Desarrollo Productivo y Social de la Cuenca Golfo San Jorge), ***José Oscar Allard*** (Universidad Nacional de la Patagonia San Juan Bosco) y ***Diego Manzanal*** (Universidad Politécnica de Madrid).

Este trabajo, presentado en el marco del 12.º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (CONEXPLO 2026), fue distinguido con el Premio Especial a Jóvenes Profesionales.

Ensayos sobre afloramientos del Codo del Senguer muestran que el contenido de toba controla la permeabilidad y la resistencia de la roca, y proponen un índice para anticipar ese comportamiento con perfiles de pozo.

Introducción

La geomecánica de rocas reservorio es fundamental en la caracterización y explotación de yacimientos hidrocarburíferos, particularmente cuando la evolución del estado de esfuerzos y la interacción roca–fluido condicionan la productividad y la integridad del sistema (ej. Zoback 2010; Zeller et al. 2015; Cannon 2016). Esta problemática adquiere especial relevancia en yacimientos maduros, donde la depleción, la compactación, la reactivación de discontinuidades y la inyección de fluidos pueden modificar el comportamiento mecánico del reservorio. A ello se suma el creciente interés en la reutilización de estos sistemas para el almacenamiento geológico de gases de efecto invernadero (Meer 2005), para lo cual resulta indispensable una adecuada comprensión de la respuesta geomecánica (Rutqvist 2012).

Los reservorios con aporte volcaniclástico constituyen un caso particularmente complejo debido a su elevada heterogeneidad composicional, textural y diagenética. La alteración del material volcánico puede reducir la porosidad primaria, generar porosidad secundaria y favorecer la formación de arcillas, carbonatos y zeolitas, modificando tanto la arquitectura poral como la rigidez del esqueleto rocoso (Huang et al. 2009; Limarino et al. 2017). En estos sistemas, la respuesta geomecánica no depende solo del volumen poral total, sino también del tamaño y la conectividad de gargantas porales, la distribución de cementos y la eficiencia de los contactos entre clastos (David et al. 1998; Eberli et al. 2003; Baud et al. 2014; Prakoso et al. 2016; Bubeck et al. 2017). Por ello, resulta necesario integrar composición, arquitectura poral y comportamiento mecánico para mejorar la predicción del desempeño del reservorio.

La Cuenca del Golfo San Jorge constituye una de las principales cuencas hidrocarburíferas de la Argentina, concentrando un 20.3% y 6.8% de la producción de petróleo y gas del país, respectivamente (Secretaría de Energía 2025; Hirschfeldt 2026). Dentro de ella, los equivalentes de subsuelo de la Formación Bajo Barreal representan los principales reservorios del sistema petrolero, los cuales se desarrollan en depósitos fluviales con una participación variable de material volcaniclástico y una compleja evolución diagenética (Umazano et al. 2008; Paredes et al. 2016; Limarino et al. 2017). Si bien estos niveles han sido ampliamente estudiados desde el punto de vista petrofísico, la caracterización geomecánica es comparativamente limitada y la integración entre ambos enfoques resulta escasa. En afloramiento, los estudios existentes son incipientes y analizan por separado la petrofísica y la geomecánica con equipos portátiles y con ensayos básicos de laboratorio (Allard et al. 2022a; Vidal et al. 2022a, 2022b, 2023; Méndez 2024; Vidal et al. 2024). Sin embargo, aún no han abordado de manera sistemática la relación entre composición, arquitectura poral y comportamiento mecánico, lo que define un déficit claro en la comprensión de estos sistemas.

A diferencia de las condiciones de subsuelo, los afloramientos permiten un mayor control geológico y un acceso directo a las litologías, lo que facilita la selección representativa de muestras y el análisis detallado de su variabilidad espacial. Asimismo, posibilitan la obtención de un número significativo de muestras, de mayor tamaño, permitiendo la realización de múltiples ensayos sobre un mismo material bajo condiciones controladas y comparables. Este enfoque integrado, basado en la combinación de mediciones de laboratorio, ensayos con equipamiento portátil y análisis petrográfico detallado, permite construir datasets de alta resolución que difícilmente pueden alcanzarse en condiciones de subsuelo. En este sentido, los afloramientos del área del Anticlinal del Codo del Senguer ofrecen una oportunidad excepcional para abordar esta problemática, y han sido propuestos como un análogo de afloramiento robusto para los reservorios fluviales de la Formación Bajo Barreal, particularmente para yacimientos cercanos (Paredes et al. 2016).

Sobre esta base, el presente trabajo propone un enfoque integrado para analizar la relación entre litología, arquitectura poral y comportamiento mecánico en análogos de la Formación Bajo Barreal. Se evalúa la hipótesis de que el contenido tobáceo controla la evolución del sistema rocoso y que esta influencia puede ser capturada mediante parámetros medibles que integren la respuesta composicional y mecánica. En particular, se investiga el uso conjunto de la gravedad específica de grano (GS) como proxy indirecto composicional y de la impedancia acústica (Z), derivada de ensayos no destructivos, como descriptor del grado de integración del esqueleto rocoso, lo que se traduce en competencia mecánica de estas rocas. Finalmente, se propone la definición de un índice de contenido tobáceo (Tuffaceous Index) en el espacio GS–Z, el cual permite integrar de manera simultánea los controles composicionales, petrofísicos y mecánicos del sistema. Este índice se valida a partir de su relación con propiedades petrofísicas y geomecánicas medidas en laboratorio, y se discute su potencial aplicación en la calibración de reservorios en subsuelo y en la evaluación de sistemas de almacenamiento geológico de gases.

Ubicación y contexto geológico

La Cuenca del Golfo San Jorge (CGSJ) constituye una de las principales cuencas hidrocarburíferas de Argentina y se localiza en la región central de la Patagonia extraandina, extendiéndose entre el sur de la provincia de Chubut y el norte de la provincia de Santa Cruz. Desde

el punto de vista económico, la CGSJ fue históricamente la principal cuenca productora de hidrocarburos del país y actualmente es la segunda, con más de 39.300 pozos perforados (Hirschfeldt 2014) y una extensa historia productiva de más de 100 años.

Se trata de una cuenca intracratónica predominantemente extensional, cuya evolución tectonosedimentaria incluye una etapa inicial de rifting jurásico-cretácico inferior seguida por una fase de hundimiento termal a la cual se superponen fases de inversión tectónica durante el Cretácico tardío y el Cenozoico (Fitzgerald et al. 1990; Figari et al. 1999; Ramos 2015; Allard et al. 2025). La cuenca presenta una extensión superior a los 150.000 km² y se subdivide en distintos sectores con diferentes dominios estructurales, entre los que se destaca la Faja Plegada de San Bernardo (FPSB), donde afloran las unidades cretácicas de interés para este estudio (Fig. 1a).

Dentro de este contexto, la Formación Bajo Barreal (Lesta y Ferello, 1972), y sus equivalentes de subsuelo (Lesta, 1968), constituye una de las unidades más relevantes del sistema petrolero de la cuenca (Fig. 1b), alojando los principales niveles de reservorio en areniscas asociadas a paleocanales (Fitzgerald et al., 1990; Figari et al., 1999; Rodríguez y Littke, 2001). Esta unidad, de edad Cretácico Superior (Archangelsky et al., 1994; Bridge et al., 2000; Suárez et al., 2014; Allard et al., 2022b), fue depositada en sistemas fluviales con moderado a subordinado aporte volcaniclástico respecto de otras unidades del Grupo Chubut, lo que genera una marcada heterogeneidad composicional y textural (Umazano et al., 2009; Paredes et al., 2016).

Desde el punto de vista estratigráfico, la Formación Bajo Barreal se subdivide en dos miembros principales en función de la arquitectura sedimentaria y la composición de la planicie de inundación (Fig. 1c). El Miembro Inferior está caracterizado por canales fluviales intercalados con niveles de tobas retrabajadas englobados en una planicie de pelitas tobáceas, mientras que el Miembro Superior presenta cuerpos arenosos de mayor escala, aislados dentro de una matriz de limolitas y arcilitas de planicie silicoclástica (Paredes et al. 2016). Esta diferenciación refleja cambios en las condiciones de sedimentación y en el grado de influencia volcaniclástica, lo que genera una marcada heterogeneidad litológica a distintas escalas.

El área de estudio se localiza en el Anticlinal del Codo del Senguer, dentro de la FPSB, donde las unidades equivalentes a los reservorios de subsuelo se encuentran actualmente expuestas como resultado de la inversión tectónica positiva. De acuerdo con Paredes et al. (2016), en

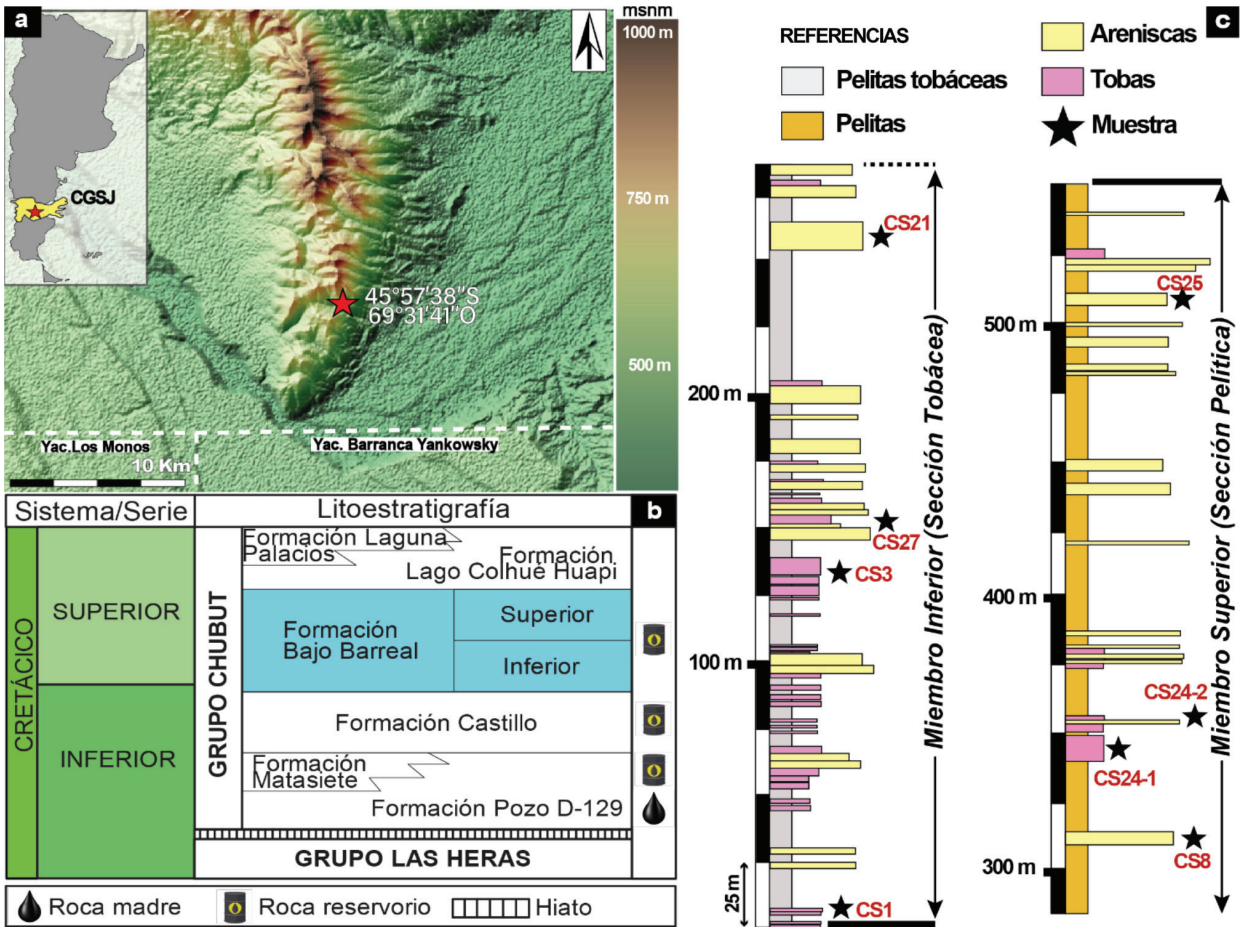


Figura 1. **a) Imagen de detalle de la FPSB en el área del Codo del Senguer: los afloramientos están ubicados en la estrella roja. Con línea blanca punteada se indican los límites de los yacimientos cercanos. b) Estratigrafía simplificada del Grupo Chubut en la FPSB de la CGSJ. Se indica la roca madre y los reservorios convencionales. c) Perfil estratigráfico simplificado aflorado en el área de estudio con las muestras seleccionadas para ensayos destructivos (modificado de Paredes et al. 2016).**

esta localidad la Formación Bajo Barreal presenta espesores aflorados de 450-650 m y una arquitectura fluvial de alta acomodación, dominada por depósitos de planicie de inundación y una baja proporción de cuerpos canalizados, lo que define relaciones net-to-gross promedios de 0.16. El Miembro Inferior, con potencia de 300 m, presenta predominio de depósitos tobáceos de planicie (78%) y una menor proporción de canales (18%), con cuerpos arenosos de espesores medios cercanos a 3 m y anchos del orden de 112 m (W/T 43), lo que sugiere una conectividad lateral limitada. En contraste, el Miembro Superior, con potencia de 260 m, presenta depósitos finos dominantes (78%) con proporciones similares de canales (19%), pero con cuerpos más anchos (147 m) y relaciones W/T mayores (50) (Paredes et al. 2016), lo que implica una mejora en la conectividad lateral del sistema. Estas características convierten a la formación en un análogo robusto para el análisis de la arquitectura multiescala y la heterogeneidad de los reservorios fluviales volcaniclásticos de la CGSJ en subsuelo, particularmente en la FPSB.

Materiales

Los materiales analizados corresponden a rocas volcaniclásticas de la Formación Bajo Barreal extraídas en los afloramientos del área de Codo del Senguer. El conjunto total de muestras (n = 21) proviene de ambos miembros estratigráficos de la formación, abarcando un rango representativo de las litologías volcaniclásticas presentes en el sistema (Fig. 1c). Sobre este conjunto completo se realizaron los ensayos no destructivos, mientras que los ensayos destructivos fueron llevados a cabo en ocho muestras en total. Estas fueron definidas sobre la base de un clustering en el espacio VP–ρB (VP: velocidad de onda P, ρB: densidad aparente seca, Figura 2a), correspondientes a dos facies principales: (i) areniscas volcaniclásticas, pertenecientes a cuerpos canalizados principales (n = 4), y (ii) niveles tobáceos retrabajados de la planicie de inundación media a distal (n = 4). Los depósitos de canal presentan estratificación entrecruzada tangencial, mientras que las fangolitas tobáceas presentan laminación o rasgos pedogenéticos.

El muestreo se realizó mediante la extracción de bloques de aproximadamente 30-40 cm de lado, representando un volumen aproximado de 20 L, se priorizaron sectores con buena calidad de exposición y bajo grado de meteorización. La extracción se llevó a cabo aprovechando fracturas naturales preexistentes, con el fin de minimizar el daño microestructural inducido por impactos del muestreo. Posteriormente, se eliminó la corteza meteorizada, preservando únicamente material fresco. Todas las muestras fueron orientadas en campo respecto a la estratificación (S0); también se marcó la orientación respecto a la base y techo del estrato para realizar las mediciones estratigráficamente orientadas. Los bloques obtenidos fueron utilizados para la preparación de probetas cilíndricas (cortadas perpendicularmente al S0), destinadas a ensayos mecánicos, así como de submuestras para análisis petrográficos y petrofísicos.

Caracterización no-destructiva

Densidad aparente seca (ρB)

La densidad aparente seca (en adelante referida simplemente como densidad seca, ρB) se determinó siguiendo la normativa ASTM International (2016), D7263-16, Método B (Método para muestras regulares). Las probetas cilíndricas fueron secadas en estufa a 105 °C durante 24 h hasta alcanzar masa constante, luego enfriadas en desecador y pesadas con balanza de precisión de 0.01 g. Se midieron las dimensiones geométricas de cada espécimen, obteniendo diámetro y altura en al menos tres posiciones con calibre digital con precisión de 0.01 mm, utilizándose para el cálculo de volumen los valores promedios obtenidos. La densidad seca se calculó como la relación entre la masa seca y el volumen, expresada en g/cm^{3}.

Velocidad de propagación de onda

La velocidad de onda P (VP) se determinó mediante ensayos acústicos sobre probetas cilíndricas y siguiendo las recomendaciones de la normativa ASTM International (2013a), D2845-13. Las mediciones se realizaron sobre probetas cilíndricas de 70 mm de alto y 35 mm de diámetro nominal en condiciones secas, luego de 24 h en estufa a 100 ± 5°C. El equipo fue configurado con una duración de pulso de 2 µs, una frecuencia de transductor de 250 kHz, una amplitud de pulso de 125 V y una ganancia del receptor de 1×. El tiempo de tránsito se registró a lo largo del eje de la probeta (perpendicular a la estratificación) y la velocidad se calculó como la relación entre la longitud del espécimen y el tiempo de viaje identificado como el primer arribo de la onda. Para cada una de las probetas se obtuvieron valores promedio a partir de cinco mediciones repetidas.

Caracterización petrofísica destructiva

Densidad de los sólidos/gravedad específica

La densidad de los sólidos se determinó mediante picnómetro de helio, siguiendo las recomendaciones de la norma ASTM International (2011), D5550-11. El método se basa en la medición del volumen real de los sólidos a partir de la expansión de helio, permitiendo cuantificar el volumen del esqueleto sólido de la muestra. Las muestras fueron previamente molidas en un molino de rocas a 750 rpm por un tiempo de 2 min para asegurar una muestra homogénea con diámetro modal de 8 µm. Luego fueron secadas en estufa a 105 °C hasta masa constante, y enfriadas en desecador para evitar la absorción de humedad ambiente. La masa seca se determinó con balanza analítica (precisión 0.0001 g) y el volumen de sólidos fue medido automáticamente por el picnómetro 25 veces, obteniéndose como valor final el promedio de las mediciones. La densidad de los sólidos (GS) se calculó como la relación entre la masa seca y el volumen obtenido de los sólidos, respecto de la densidad del agua a 20°C, es adimensional.

Porosimetría por inyección de mercurio (MIP)

Los ensayos de porosimetría de intrusión de mercurio se realizaron siguiendo la norma ASTM International (2018), D4404. La medición se realizó sobre probetas cilíndricas de 14 mm de diámetro nominal, las cuales fueron previamente secadas en estufa a 105 °C durante 24 h, enfriadas en desecador y pesadas en balanza analítica antes del análisis. La intrusión de mercurio se efectuó mediante incrementos controlados de presión, registrándose el volumen acumulado intruido en función de la presión aplicada. El diámetro de garganta poral se estimó a partir de la ecuación de Washburn, asumiendo una tensión superficial del mercurio de 0.48 N/m y un ángulo de contacto de 140°. Los datos brutos fueron corregidos mediante ensayos de blanco en muestras no porosas del mismo volumen para eliminar efectos asociados a la compresibilidad del sistema y deformación del penetrómetro. A partir de las curvas de intrusión y extrusión se obtuvieron la distribución de tamaños de garganta poral, la porosidad accesible al mercurio, y parámetros derivados vinculados a la conectividad y retención de fluido (ASTM International, 2018).

Permeabilidad al aire

Los ensayos de permeabilidad se realizaron mediante mediciones con permeámetro portátil de aire (Kair), basado en el método de pulso transitorio (pulse decay). Las determinaciones se realizaron directamente sobre superficies planas de probetas cilíndricas previamente preparadas. El equipo Tiny Perm 3 registra la respuesta de presión generada por una perturbación neumática, a partir de la cual estima la permeabilidad equivalente. Cada medición se efectuó con un tiempo de registro de hasta 2 min; en muestras de muy baja permeabilidad, donde no se alcanza la disipación completa de la señal en ese intervalo, el equipo ajusta la tendencia de decaimiento para estimar el valor de permeabilidad. Los resultados se expresan en Darcy o sus submúltiplos. Para cada espécimen se realizaron múltiples mediciones en distintos puntos de la superficie, con el fin de evaluar y obtener valores representativos. Se realizaron mediciones con una orientación perpendicular y paralela a las estructuras sedimentarias primarias.



Caracterización mecánica destructiva

Ensayos de compresión uniaxial (UCS)

Los ensayos de compresión uniaxial se realizaron siguiendo las recomendaciones de la norma ASTM International (2013b), D7012-13 (Método C), sobre probetas cilíndricas de 35 mm de diámetro nominal preparadas con relación altura/diámetro cercana a 2 y caras planas y paralelas. Las muestras fueron ensayadas en condiciones secas y se llevaron a cabo en una prensa multiensayos de 500 kN, aplicando control por presión a velocidad constante hasta la rotura. La carga axial y la deformación fueron registradas en todas las muestras de manera continua mediante cuatro bandas extensométricas adheridas a la superficie de la probeta (dos verticales y dos horizontales), permitiendo obtener las curvas esfuerzo–deformación completas. La resistencia a compresión uniaxial se determinó como la tensión máxima alcanzada durante el ensayo. A partir de las curvas tensión–deformación se determinaron además los módulos elásticos estáticos sobre la recta lineal comprendida entre el 30% y 70% de la tensión máxima; estos valores se utilizaron para evitar los efectos no lineales que se producen al inicio y al final de los ensayos de UCS.

Caracterización petrográfica y mineralógica

Petrografía sobre láminas delgadas

La caracterización petrográfica se realizó mediante análisis de láminas delgadas observadas con microscopio óptico de polarización. Las muestras fueron impregnadas con resina epoxi azul para resaltar la porosidad y teñidas (media lámina) para la identificación de fases carbonáticas. Se aplicó el método de conteo puntual tipo Gazzi–Dickinson sobre grilla sistemática, efectuando un total de 350 puntos por lámina. Este procedimiento permitió cuantificar las proporciones relativas de contenido tobáceo, considerado como la suma de los componentes paleovolcánicos, neovolcánicos y neovolcánicos alterados. La identificación de las fases arcillosas y zeolíticas se realizó a partir de DRX de agregados orientados.

Porosidad óptica

Con el fin de evaluar la porosidad que queda por fuera del límite de detección de la distribución de gargantas porales del MIP, se adquirieron entre 120 y 250 microfotografías por lámina delgada, manteniendo condiciones de iluminación y aumento constantes (4x). Las imágenes fueron posteriormente ensambladas digitalmente en un mosaico continuo representativo de la totalidad de

Litología	Variable	n	Media	Q1	Q2 (mediana)	Q3	LI	LS	Mínimo	Máximo	Desv. estándar
Areniscas	ρ_B (g/cm³)	86	2.09	2.05	2.07	2.13	1.92	2.20	1.84	2.35	0.10
	V_P (m/s)	77	2511	2303	2565	2771	1695	3351	1377	3351	413.95
Areniscas tobáceas	ρB (g/cm³)	13	2.11	2.10	2.11	2.12	2.08	2.15	2.02	2.20	0.04
	V_P (m/s)	11	3154	3088	3170	3220	3031	3415	2677	3467	207.15
Tobas arenosas	ρ_B (g/cm³)	7	2.12	2.10	2.11	2.13	2.07	2.15	2.07	2.18	0.04
	V_P (m/s)	7	4158	4020	4239	4366	3669	4430	3669	4430	274.73
Tobas	ρ_B (g/cm³)	77	2.03	1.88	2.04	2.16	1.79	2.37	1.79	2.37	0.17
	V_P (m/s)	62	3507	2875	3588	4263	2064	4861	2064	4861	837.86

Tabla 1. **Resumen estadístico de los parámetros de los boxplots. ρB = Densidad seca; VP= velocidad de propagación de la onda P; LI= Límite del bigote inferior; LS= Límite del bigote superior.**

la sección delgada. El procesamiento posterior se realizó mediante el software ImageJ, aplicando un análisis digital basado en la segmentación de la fase porosa previamente impregnada con resina epoxi. Se utilizaron umbrales de intensidad para discriminar la resina del resto de los componentes minerales, generando imágenes binarias sobre las cuales se cuantificó el área ocupada por poros. Para el análisis se consideraron únicamente poros con área equivalente ≥ 20 µm², con el fin de minimizar errores asociados a la resolución de la imagen y a efectos ópticos como la aberración cromática, que afectan la discriminación de poros de menor tamaño. A partir de este procesamiento se estimó la porosidad óptica total (2D) y se obtuvo la distribución de tamaños porales en términos de área equivalente siguiendo la clasificación de tamaños porales propuesta por Limarino et al. (2020). Estos resultados fueron utilizados para complementar la caracterización petrofísica y evaluar la relación entre la geometría del sistema poral y el comportamiento mecánico de las muestras.

Resultados

Combinación velocidad de onda – densidad seca

El espacio VP-ρB revela una distribución bien definida de las muestras analizadas. Se observa cómo las areniscas y areniscas tobáceas se ubican en el sector inferior de la Figura 2a, diferenciándose de las tobas y tobas arenosas. Las tobas presentan sistemáticamente VP más elevadas a lo largo de un amplio rango de densidad seca (1.82 a 2.37 g/cm³), con velocidades que varían entre 2000 y 4800 m/s en las muestras más densas. Por el contrario, las areniscas y areniscas tobáceas muestran un rango de densidades secas más acotado (mayormente de 2 a 2.3 g/cm³), con valores de VP menores que oscilan entre los 1500 y 3400 m/s. Los límites exactos y la estadística de las mediciones están detallados en la Tabla 1.

Del gráfico (Fig. 2a) también se desprende que una misma densidad seca produce una amplia variabilidad en las velocidades de onda. Sin embargo, es de destacar que la dispersión de VP para un mismo valor de densidad seca es mayor en las areniscas, mientras que en las tobas se mantiene con un rango menor de variación. En el gráfico VP-ρB se observa un solapamiento entre las rocas pertenecientes a los miembros Inferior y Superior, por lo que no es posible observar una tendencia clara en velocidad o densidad que diferencie la posición estratigráfica de estas rocas.

Los boxplots (Fig. 2b) muestran que la mayor diferencia entre las litologías es la VP, alcanzando los valores más altos en las tobas arenosas, a densidades comparables de areniscas y areniscas tobáceas.

Definición de los *Rock types*

Con el objetivo de analizar la variabilidad litológica y a partir de la distribución sistemática de las muestras en la Figura 2a, se seleccionaron determinados bloques de muestra basados en sus propiedades fisicoacústicas que funcionarán como rock types. Esta clasificación tiene como propósito evaluar si las variaciones en la velocidad de onda P y la densidad seca, dentro de determinados rangos, permiten predecir el comportamiento mecánico y petrofísico, es decir, una clasificación predictiva. Para ello, se seleccionaron muestras representativas de distintos sectores del gráfico, detallados en la Tabla 2, con el fin de evaluar la variabilidad de estos parámetros y su capacidad predictiva.

Para facilitar el análisis comparativo y la representación gráfica de los resultados, las muestras fueron agrupadas operativamente en dos conjuntos según su granulometría dominante. Se denominaron "areniscas" a aquellas con dominio de clastos tamaño arena gruesa a

Rock-type	n	ρ_b(g/cm³) ± 1σ	V_P (m/s) ± 1σ	$\%n_{total}$ (%) ± 1σ	Gs	Litología
CS1	8	1.86 ± 0.02	2865 ± 220	24.92 ± 0.94	2.4768	Toba
CS24-2	6	2.06 ± 0.01	3670 ± 70	15.36 ± 0.43	2.4325	Toba
CS3	11	2.15 ± 0.02	4292 ± 120	14.50 ± 0.86	2.5185	Toba arenosa
CS24-1	3	2.35 ± 0.01	4771 ± 77	6.44 ± 0.52	2.5109	Toba limosa
CS8	14	2.05 ± 0.01	2610 ± 261	22.79 ± 0.59	2.6524	Arenisca
CS21	8	2.09 ± 0.01	2783 ± 104	20.24 ± 0.43	2.6209	Arenisca
CS25	6	2.11 ± 0.01	3152 ± 62	19.34 ± 0.29	2.6165	Arenisca tobácea
CS27	4	2.11 ± 0.01	4200 ± 215	17.30 ± 0.28	2.5474	Toba arenosa

Tabla 2. **Estadística básica de los parámetros de los *rock types* seleccionados. GS es la gravedad específica de los sólidos y es adimensional y equivalente a densidad de los sólidos cuando es expresada en g/cm³.**

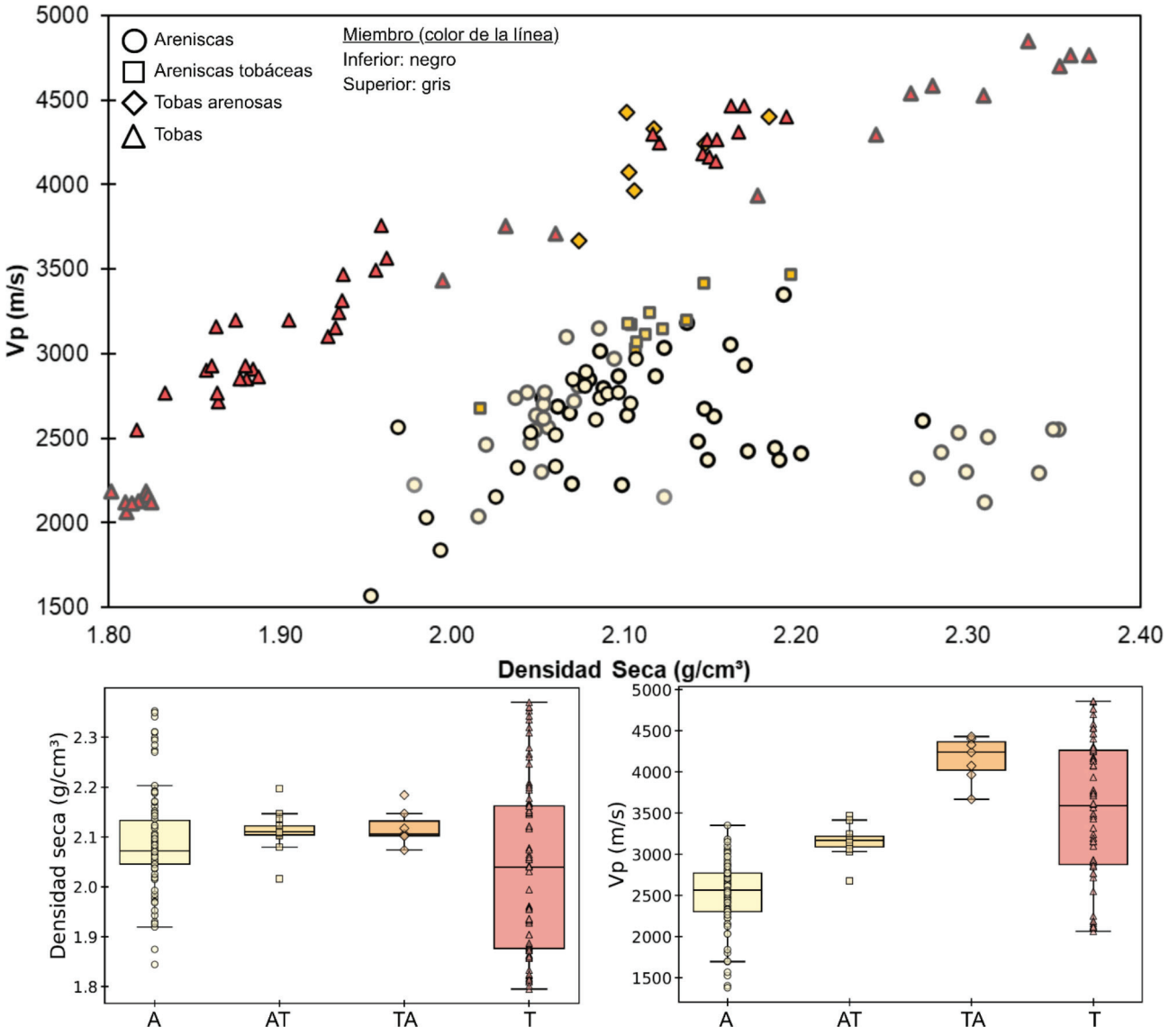


Figura 2. **a) Gráfico de dispersión VP-ρB. b) Boxplots de parámetros ρB y VP. Notar el amplio rango de ρB de las tobas. A: Areniscas (amarillo claro); AT: Areniscas tobáceas (amarillo oscuro); TA: Tobas arenosas (naranja); T: Tobas (rosado).**

muy gruesa (CS8, CS21, CS25 y CS27), y "tobas" a aquellas dominadas por fracciones más finas (CS1, CS24-2, CS3 y CS24-1). Todas las muestras del grupo de tobas corresponden a tobas en sentido petrográfico, mientras que el grupo de areniscas incluye tres areniscas en sentido estricto. CS27 se incluyó dentro del grupo de areniscas para evitar distorsiones de escala en la representación gráfica (ver figura 2).

Petrografía y mineralogía

Las rocas de granulometría tamaño arena corresponden a litoarenitas y litoarenitas feldespáticas, con una proporción variable de componentes neovolcánicos (de entre 6 y 53%). Están compuestas predominantemente por fragmentos líticos y feldespatos, con una baja proporción de cuarzo total (< 10%). La porosidad es principalmente secundaria y está dominada por procesos de disolución, mayormente de componentes neovolcánicos y en menor medida de cementos. Minoritariamente, se reconoce porosidad por fracturación, presente en la mayoría de las muestras, con valores menores al 1% del volumen total. La Figura 3 detalla las microfotografías de estas rocas, su proporción de material tobáceo y sus cementos.

Las tobas CS1 y CS24-2 presentan una alta proporción de trizas volcánicas inmersas en una matriz tobácea intensamente alterada. En la muestra CS1, la porosidad es principalmente secundaria, asociada a la disolución de la matriz tobácea y de feldespatos. En contraste, la muestra CS24-2 no presenta porosidad óptica. Por su parte, las tobas CS3 y CS24-1 muestran una mayor participación de material retrabajado, de composición arenosa y limosa, respectivamente. En la muestra CS3 se observa porosidad secundaria por disolución, mientras que en CS24-1 no se reconoce porosidad óptica.

En cuanto a la cementación, las muestras CS8 y CS21 presentan recubrimientos arcillosos (clay rims); adicio-

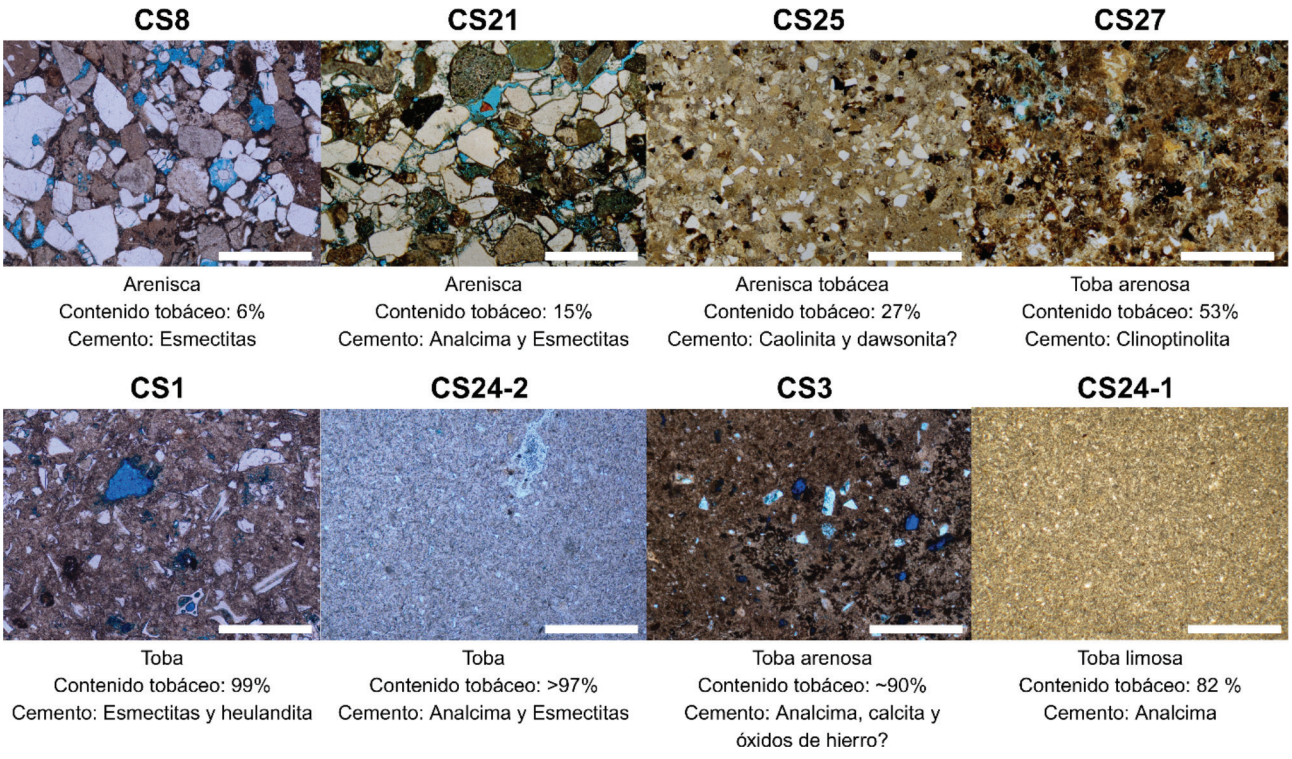


Figura 3. **Láminas delgadas de los rock types definidos. Todas las fotografías están tomadas en el mismo aumento (4x) y bajo las mismas condiciones de iluminación. La línea blanca representa 2 mm.**

nalmente, CS21 muestra analcima rellenando algunos poros. Las muestras CS25 y CS27 presentan cementos dominados por caolinita y clinoptilolita, respectivamente. Todos estos minerales fueron confirmados mediante DRX. En las tobas, los cementos no son evidentes en petrografía óptica y fueron identificados únicamente mediante DRX en agregados orientados, correspondiendo principalmente a minerales del grupo de las zeolitas, con menor proporción de esmectitas y cementos carbonáticos como calcita.

Porosidad (MIP) y arquitectura poral

La Figura 4 muestra las porosimetrías por intrusión y extrusión de mercurio para las litologías con tamaño de grano en el rango de las arenas. Las muestras se ordenan comenzando desde la CS8, luego CS21, posteriormente CS25 y por último CS27 coincidente con el aumento de VP (ver Tabla 2). Las porosidades de intrusión se encuentran en el rango de 12% a 21% para CS27 y CS8, respectivamente.

Las curvas de extrusión presentan marcada histéresis respecto a la de intrusión, indicando que gran cantidad de mercurio queda retenido en el sistema poral de estas muestras (Moro y Böhni 2002; Zhang et al. 2022). Al analizar la relación de retención (porcentaje no extruido respecto al total intruido), se observa que para todas las muestras es alta, superior al 85% de retención de mercurio (Tabla 3). Este patrón sugiere una alta proporción de poros tipo cuello de botella, es decir, cavidades porales conectadas por gargantas de menor diámetro relativo (Wardlaw y McKellar 1981; Zhang et al. 2022). Esta tendencia general tiene la excepción de la muestra CS25, que presenta una retención del 56.1%, lo que sugiere un menor desacople entre los tamaños de la cavidad poral y gargantas.

Las curvas de distribución de gargantas porales indican que la intrusión de mercurio ocurre a lo largo de un amplio rango de diámetros. Todas las muestras, excepto CS25, presentan un incremento hacia el extremo de mayor tamaño, cercano al límite superior resoluble por el método (~150 µm), lo que sugiere la presencia de accesos porales gruesos o de gargantas mayores que el rango discriminable por el equipo. Es importante recordar que el MIP no resuelve directamente el tamaño real de los cuerpos porales, sino el diámetro de las gargantas accesibles que controlan la entrada del mercurio; por ello, la distribución obtenida debe interpretarse principalmente como una distribución de gargantas porales accesibles, más que como una distribución directa de cuerpos porales. En sistemas con geometrías tipo ink-bottle, las cavidades porales pueden contribuir al volumen intruido total, pero quedan representadas según el diámetro de la garganta que permitió su acceso (Zhang et al., 2022). El diámetro de garganta poral modal más frecuente varía sistemáticamente entre las muestras, desde 3.82 µm en CS8 hasta 0.27 µm en CS27, siguiendo la tendencia inversa observada en las velocidades de onda P, es decir, a menor tamaño de garganta poral, mayor velocidad de onda P. En cuanto a las tobas (Fig. 5), muestran un rango de porosidades de intrusión que va desde 26.1% en la muestra CS1 a 3.7% en la muestra CS24-1, marcadamente más amplio que el de las areniscas.

Todas las tobas presentan una marcada histéresis entre la curva de intrusión y la de extrusión y porcentajes de retención de mercurio que van desde 54% en la CS24-

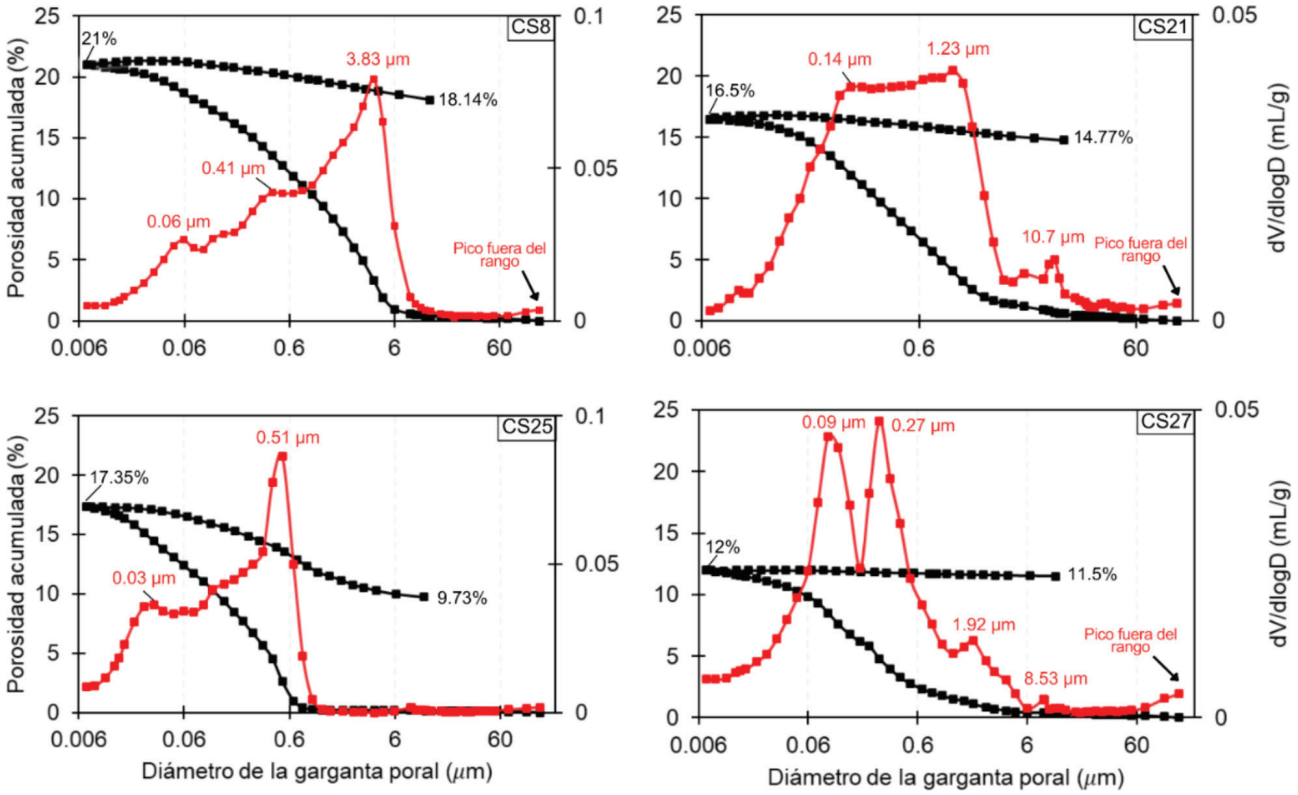


Figura 4. **Resultados de MIP. Se indican las curvas de porosidad acumulada (líneas negras) y las distribuciones de volúmenes incrementales respecto al diámetro de la garganta poral (líneas rojas). Adicionalmente se indican valores de diámetros de gargantas porales y última intrusión y extrusión para facilitar la lectura de los gráficos.**

Rock-type	$\%n_{Total}$	$\%n_{MIP}$	$\%n_{ink\text{-}bottled}$	$\%_{inaccesible}$	$\%_{retenido}$	$1°\phi_{frec.}$ (µm)	$2°\phi_{frec.}$ (µm)	$3°\phi_{frec.}$ (µm)
CS8	24.6	21	18.14	14.6	86.4	3.83	0.41	0.06
CS21	17.7	16.5	14.77	6.8	89.5	1.23	0.14	10.7
CS25	19.4	17.35	9.73	10.6	56.1	0.51	0.03	-
CS27	19	12	11.5	36.8	95.8	0.27	0.09	1.92
CS1	27.2	26.1	24.42	4	93.6	2.41	-	-
CS24-2	14.88	14.9	8.1	0	54.4	0.06	-	-
CS3	16.4	15.4	14	6.1	90.9	1.25	-	-
CS24-1	5.6	3.7	3.7	33.9	100	0.007	-	-

Tabla 3. **Síntesis de resultados de MIP para cada rock-type. Nota: Los % ntotal corresponden a las submuestras utilizadas en MIP (~4.5 cm^3) por lo que pueden diferir de los valores promedio de probetas (68 cm^3) reportados en la Tabla 2, debido a su menor representatividad volumétrica.**

2 a 100% en la muestra CS24-1 (Tabla 3), indicando una proporción comparable (pero mayor en promedio) de poros tipo cuello de botella respecto de las areniscas.

Las distribuciones de tamaño de gargantas porales en las tobas difieren marcadamente de las observadas en las areniscas. En particular, las tobas presentan picos más definidos (mayores valores de dV/dlogD) y distribuciones más estrechas, concentradas en un rango limitado de diámetros de garganta. La muestra menos porosa (CS24-1) exhibe un pico en torno a 0.007 µm; sin embargo, la ausencia de una caída definida hacia diámetros menores sugiere un posible truncamiento de la distribución debido al límite de presión máxima del equipo. Considerando esto, es probable que el diámetro modal real sea inferior al valor observado, lo que implicaría gargantas porales incluso más pequeñas que 0.007 µm.

Permeabilidad al aire

Los datos de las mediciones de permeabilidad (Kair) fueron obtenidos en direcciones paralela y perpendicular a la estratificación de la muestra (Fig. 6). Para cada una de las probetas se realizaron dos mediciones en cada orientación, con una buena consistencia general entre las mediciones y en algunos casos con una variabilidad moderada (como el caso de la muestra CS27).

Las areniscas muestran valores de permeabilidad sistemáticamente más elevados, abarcando un rango de valores entre 0.5 y 12.7 mD, mientras que las tobas presentan valores significativamente menores, comprendidos en un rango de 50 µD a 1.4 mD. En la mayoría de las muestras existen diferencias entre los valores de permeabilidad paralela y perpendicular a S0, tendiendo a tener menores valores en sentido perpendicular a la estratificación. La relación entre la permeabilidad para-

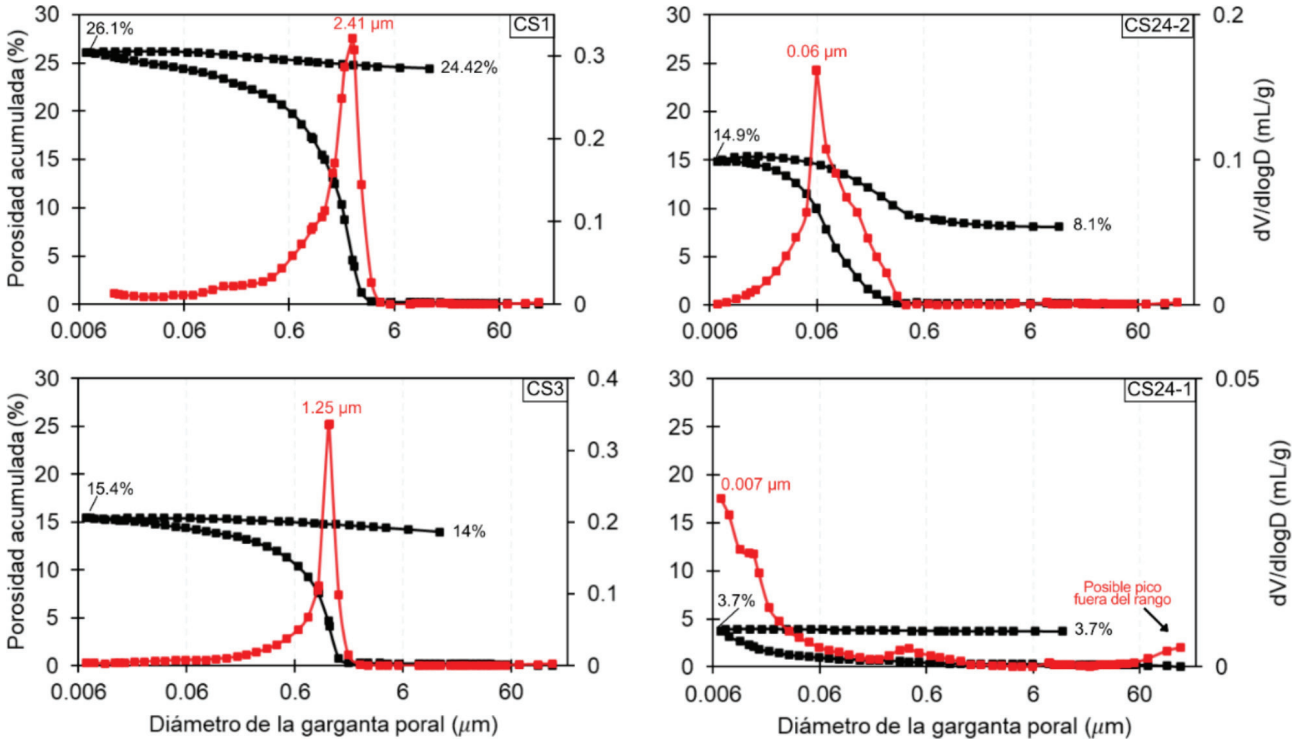


Figura 5. **Resultados de MIP en tobas. Las curvas de porosidad acumulada (en negro) y las distribuciones de volúmenes incrementales respecto al diámetro de la garganta poral se indican en rojo. Adicionalmente se indican valores de diámetros porales y última intrusión y extrusión para facilitar la lectura de los gráficos.**

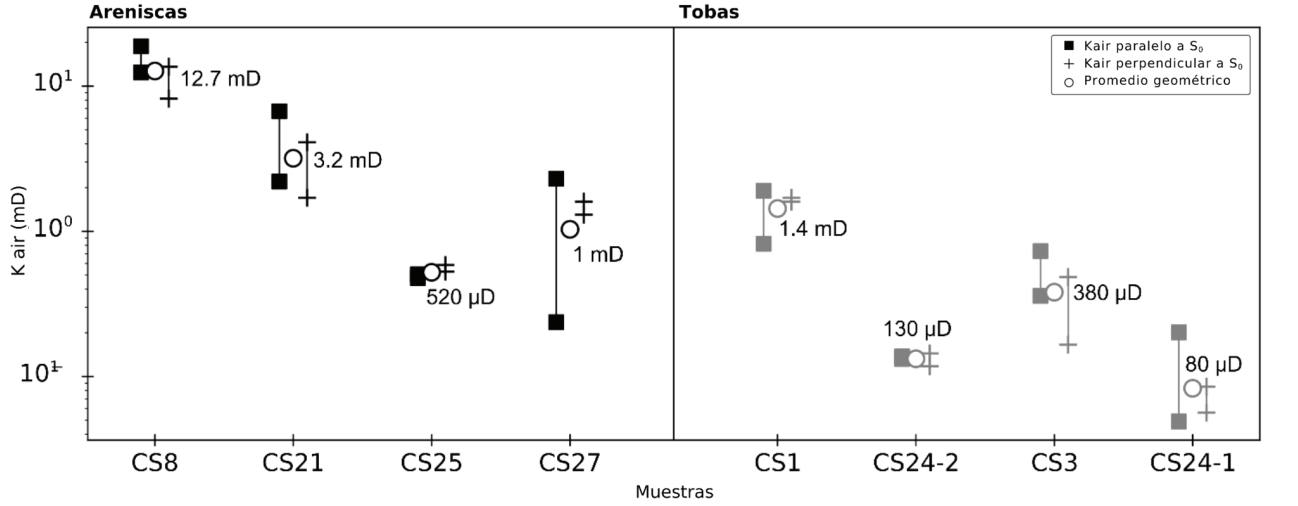


Figura 6. **Permeabilidad al aire (Kair) medida paralela y perpendicular a la estratificación (S0). Se presentan dos mediciones por orientación por cada muestra. El círculo con relleno blanco indica el promedio geométrico de los 4 valores para simplificar la identificación de tendencias.**

lela y la perpendicular se conoce como IA (Tiab y Donaldson 2004, 2012) y se observa que en la toba CS3 la anisotropía es marcada (IA= 1.81) y en algunas areniscas como CS8 y CS21 la anisotropía es moderada (ambas con IA= 1.45). Para las demás tobas y areniscas tobáceas, los valores son similares dentro del rango de dispersión de las repeticiones, indicando un comportamiento prácticamente isotrópico de la permeabilidad.

En términos generales, los resultados evidencian una clara diferenciación litológica en términos de permeabilidad al aire, así como una variabilidad intramuestra asociada tanto a la orientación de medición como a la dispersión entre réplicas. Las areniscas volcaniclásticas presentan valores más elevados y un rango más amplio, abarcando más de un orden de magnitud, mientras que las tobas muestran un rango más acotado. En este aspecto, las areniscas no solo son más permeables, sino también más variables. Asimismo, se observa un solapamiento parcial entre ambas litologías en ciertos rangos de permeabilidad (arenisca tobácea CS25, toba arenosa CS27 y toba CS1).

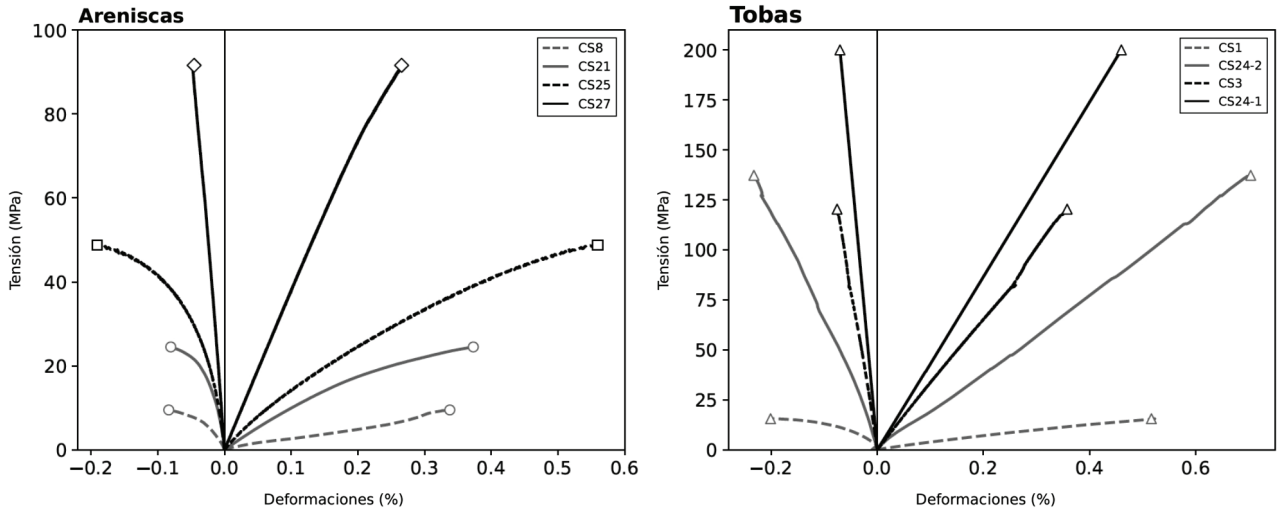


Figura 7. **Curvas σ–ε (UCS): Deformaciones, ε axial (>0) y ε radial (<0). Notar que el eje Y en areniscas es la mitad del de tobas. Símbolos: círculos (areniscas), cuadrados (areniscas tobáceas), rombos (tobas arenosas) y triángulos (tobas).**

Respuesta mecánica

Las curvas tensión-deformación de los ensayos de compresión simple (Fig. 7) muestran comportamientos diferenciados entre areniscas y tobas. El resumen de todos los parámetros mecánicos está detallado en la Tabla 4; de aquí se desprende que las areniscas presentan un rango de valores de UCS que va desde 9.5 a 92.2 MPa y deformaciones axiales a la rotura en un rango de 0.27 a 0.56% y radiales entre -0.05 y -0.19%. Para las tobas este rango es más amplio, en UCS los valores van desde 15.6 hasta 200.1 MPa y deformaciones entre 0.36 y 0.70% y radiales en el rango de -0.08 y -0.23%.

Se observa también que las propiedades mecánicas muestran una clara diferenciación entre rigidez y deformabilidad. En términos de rigidez, evaluada a partir del módulo de Young (E), las muestras más rígidas corresponden a tobas y las menos rígidas a areniscas, aunque hay solapamiento entre ellas. Sin embargo, la deformabilidad, evaluada a partir de la deformación axial a rotura, no sigue la misma tendencia. Las muestras que admiten más deformación hasta la rotura son CS24-2 (0.70%), CS25 (0.56%) y CS1 (0.52%), acompañadas en general por mayores deformaciones radiales. Por el contrario, las muestras menos deformables corresponden a CS27 (0.27%), seguida por CS8 (0.34%) y CS3 (0.36%). A escala litológica, se reconoce una tendencia general a mayores valores de rigidez en las tobas respecto de las areniscas, mientras que la deformabilidad presenta una mayor dispersión y un solapamiento significativo entre ambos grupos litológicos.

Caracterización petrográfica y de porosidad óptica

La Figura 8 presenta los histogramas de clasificación poral obtenidos a partir de microfotografías de láminas delgadas impregnadas. Estos gráficos indican que la arenisca CS8 (Fig. 8a) está dominada por microporos gruesos, mesoporos y macroporos finos. En contraste, la toba CS1 presenta una mayor proporción de área ocupada por macroporos finos y megaporos (Fig. 8b). Mientras que en la Figura 8c se grafican los acumulados de área de porosidad óptica normalizados al 100%. Se observa que CS25 es la muestra que menor tamaño de poros ópticos posee, seguida de CS27. Las demás muestras son similares en los poros más pequeños, pero se diferencian de menor medida en los macroporos finos y gruesos. En la Tabla 5 se informa un resumen detallado de las porosidades ópticas de los rock types y su clasificación de tamaño poral en base al diámetro de poro equivalente (sensu Limarino et al. 2020).

Las areniscas exhiben una mayor variabilidad entre muestras. En particular, CS25 muestra una caída muy abrupta del área acumulada dentro del rango de microporo grueso, alcanzando valores cercanos a cero antes de los 62 µm. En contraste, CS21, CS27 y CS8 presentan descensos más graduales, con una contribución significativa de poros en los rangos de mesoporos y macroporos finos, extendiéndose en algunos casos hasta macroporos gruesos.

Las tobas (CS1 y CS3) muestran un comportamiento más homogéneo entre sí. Ambas presentan curvas más

Grupo	Muestra	UCS (MPa)	E_{Lineal} (GPa)	$E_{Secante}$ (GPa)	Poisson	ε_{Axial}rotura (%)	ε_{Radial}rotura (%)
Areniscas	CS8	9.5	2.4	2.8	0.14	0.34	-0.08
	CS21	24.5	8.0	6.6	0.16	0.37	-0.08
	CS25	48.8	9.5	8.7	0.23	0.56	-0.19
	CS27	92.2	36.7	34.5	0.19	0.27	-0.05
Tobas	CS1	15.6	3.0	3.0	0.25	0.52	-0.20
	CS24-2	137.3	20.0	19.5	0.36	0.70	-0.23
	CS3	120.4	31.1	33.7	0.22	0.36	-0.08
	CS24-1	200.1	43.2	43.2	0.15	0.46	-0.07

Tabla 4. **Resumen de los módulos y deformaciones de rotura obtenidas con strain gauges en los ensayos UCS de las muestras ensayadas. Por convención las deformaciones radiales son negativas (expansión).**

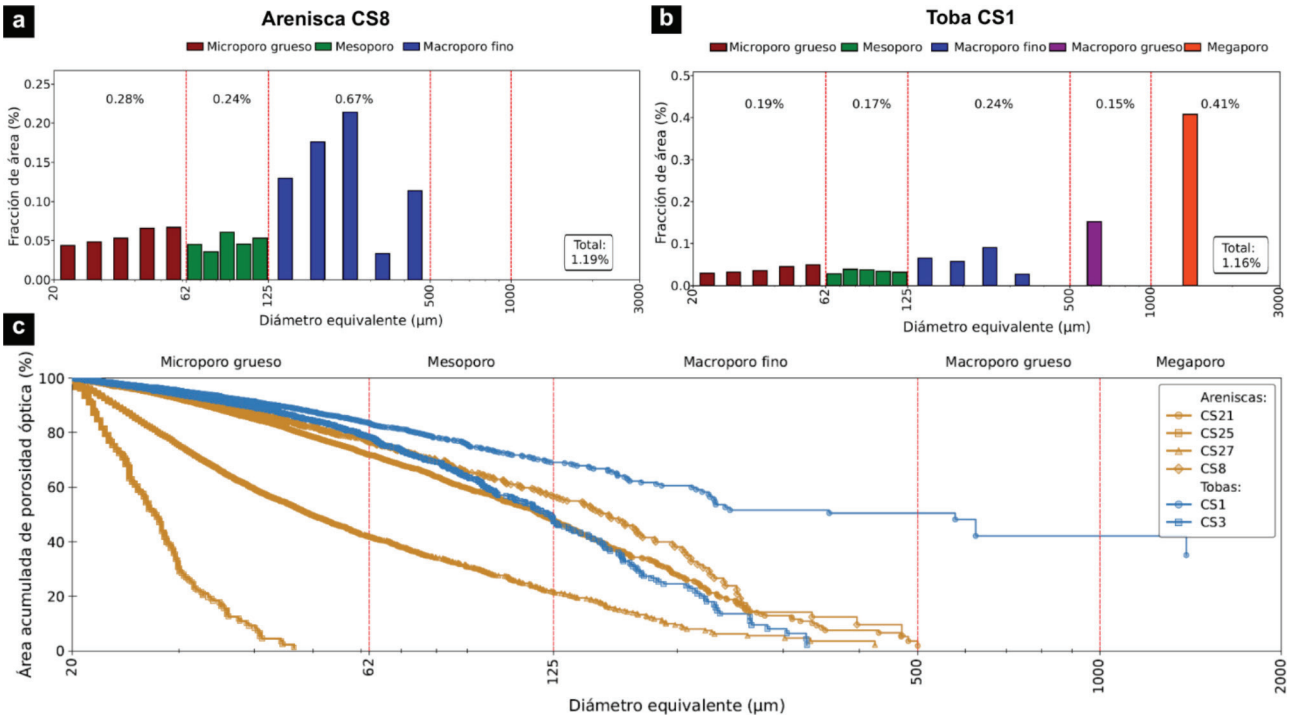


Figura 8. **Caracterización de la porosidad óptica. a) Histograma de frecuencias de porosidad de la arenisca CS8. b) Histograma de la toba CS1. c) Curvas de distribución de área acumulada de las porosidades ópticas de los rock types.**

Grupo	Muestra	Microporo grueso	Mesoporo	Macroporo fino	Macroporo grueso	Megaporo	$\%n_{óptica}$ total
Areniscas	CS8	23.53	20.17	56.30	-	-	1.19
	CS21	28.09	24.16	46.07	1.69	-	1.78
	CS25	100.00	-	-	-	-	0.03
	CS27	57.81	20.31	21.88	-	-	1.28
Tobas	CS1	16.38	14.66	20.69	13.93	35.34	1.16
	CS3	22.12	30.97	46.90	-	-	1.13

Tabla 5. **Resumen de porosidades ópticas obtenidas a partir del análisis de láminas delgadas. Los valores de cada clase representan el porcentaje relativo de dicha clase respecto de la porosidad óptica total de cada muestra, mientras que la última columna corresponde a la porosidad óptica total expresada como porcentaje del área total analizada en la imagen.**

suavizadas, con una disminución progresiva del área acumulada desde microporos gruesos hacia mesoporos y macroporos finos. Sin embargo, se observa que mantienen valores relativamente elevados de área acumulada en rangos de mayor diámetro en comparación con varias de las areniscas, especialmente en el caso de CS1, cuya curva se extiende hacia tamaños correspondientes a macroporos gruesos y megaporos. En términos generales, las areniscas tienden a concentrar la reducción del área acumulada en rangos de menor diámetro, mientras que las tobas muestran una distribución más extendida hacia diámetros mayores, con curvas menos abruptas y mayor continuidad a lo largo de los distintos rangos de tamaño de poro.

Discusión

Control tobáceo en la fábrica y parámetros petrofísicos

Los resultados obtenidos indican que la variabilidad de estas rocas no está controlada únicamente por la porosidad total ni por la densidad seca considerada de manera aislada, sino por el grado de influencia tobácea sobre la fábrica. Esta influencia se expresa con claridad en el espacio VP-ρB donde las tobas presentan velocidades de onda P sistemáticamente mayores que las areniscas para densidades secas comparables (Fig. 2). Este comportamiento sugiere que el aporte tobáceo no actúa solo como una diferencia composicional, sino como un factor capaz de modificar la organización interna del esqueleto rocoso y, por lo tanto, la eficiencia con la que la roca transmite esfuerzos elásticos (Yagiz 2011). En este sentido, las mayores VP observadas en las litologías más tobáceas pueden interpretarse como evidencia de una fábrica más integrada y de mayor rigidez efectiva (Garia et al. 2020). Esta interpretación es consistente con estudios que muestran que la VP no depende únicamente de la porosidad o de la fracción sólida total, sino también de la cantidad y tipo de contactos entre granos, la distribución de cementos y la continuidad del armazón mineral (Dyke y Dobereiner 1991; Storvoll y Bjørlykke 2004; Jarrard et al. 2000; Eberli et al. 2003; Kohno et al. 2018).

Desde el punto de vista petrofísico, el aumento de la influencia tobácea se asocia con un refinamiento progresivo del sistema de gargantas porales, una disminución de la accesibilidad efectiva y una mayor retención de mercurio durante la extrusión (Figs. 4 y 5). Las medicio-

nes de Kair apoyan esta tendencia, ya que muestran una caída marcada de la permeabilidad al aire en las muestras con mayor contenido tobáceo (Fig. 6). A su vez, las correlaciones entre el diámetro modal de garganta poral y la Kair (Fig. 9) indican que la eficiencia hidráulica está controlada principalmente por la arquitectura de conexión entre poros, más que por el volumen total de porosidad. En consecuencia, el sistema evoluciona desde configuraciones relativamente abiertas y mejor conectadas, típicas de areniscas más limpias, hacia redes porales progresivamente más restrictivas, complejas y tortuosas en las litologías con mayor influencia tobácea (Wang et al. 2024). Este comportamiento coincide con antecedentes de sistemas silicoclásticos en los que la permeabilidad está gobernada principalmente por el tamaño, la geometría y la conectividad de las gargantas porales, y no necesariamente por la porosidad total (Dyke y Dobereiner 1991; Jarrard et al. 2000; Eberli et al. 2003; Li et al. 2025). Una tendencia similar fue observada por Shi et al. (2025), quienes vinculan el aumento del contenido tobáceo con una reducción marcada de la permeabilidad, un angostamiento de las gargantas porales y menor conectividad, sin que esto implique necesariamente una disminución de la porosidad total. Para el subsuelo de la Formación Bajo Barreal, Breda y Lucero (2005) también reportan valores de permeabilidad que decrecen con el aumento del contenido tobáceo.

La histéresis entre las curvas de intrusión y extrusión aporta una evidencia adicional de esta pérdida de accesibilidad. En todas las muestras analizadas, la separación entre ambas curvas es marcada, aunque tiende a intensificarse en las litologías con mayor influencia tobácea. Este comportamiento es compatible con geometrías porales de tipo ink-bottle, en las que cavidades relativamente grandes se encuentran conectadas mediante gargantas más finas (Moro y Böhni 2002; Zhang et al. 2022). En las tobas, este desacople resulta particularmente evidente: mientras la porosidad óptica revela cavidades milimétricas de porosidad asociada a la disolución de feldespatos, trizas volcánicas y otros componentes inestables, los ensayos MIP indican que el acceso efectivo a esas cavidades ocurre principalmente a través de gargantas micrométricas o nanométricas. En cambio, las areniscas analizadas muestran un desacople un poco menor entre cavidades y gargantas, lo que marca una menor intensidad del efecto ink-bottle. Por lo tanto, la histéresis no debe interpretarse solo como un rasgo descriptivo de las curvas MIP, sino como una señal microestructural de conectividad restringida y accesibilidad parcial del sistema poral (Moro y Böhni 2002; Gao et al. 2019; Zhang et al. 2022). Este efecto podría verse amplificado por la presencia de minerales arcillosos, polvo volcánico y productos de alteración del vidrio volcánico, que favorecen la generación de dominios microporosos heterogéneos y de baja eficiencia hidráulica (Hurst y Nadeau 1995).

La misma evolución de fábrica que restringe el flujo también parece tener consecuencias mecánicas. En las muestras analizadas, la reducción del diámetro modal de garganta poral se asocia con mayores valores de VP, rigidez y resistencia UCS (Tablas 1, 3 y 4; Fig. 9, respectivamente). Esta relación sugiere que el aporte tobáceo no solo modifica la arquitectura del sistema poral, sino que también favorece una estructura mecánicamente más integrada. Una posible explicación es que la alteración diagenética del material volcánico promueve el desarrollo de arcillas, zeolitas y otros cementos que pueden aumentar la cantidad y calidad de contactos dentro del armazón rocoso. Sin embargo, esta relación no debe interpretarse como un control directo del tamaño de garganta poral sobre la resistencia mecánica. Las gargantas porales describen principalmente cómo se conectan y comunican los poros, mientras que la resistencia depende de cómo está construido el esqueleto sólido de la roca. Por lo tanto, la correlación observada probablemente refleja

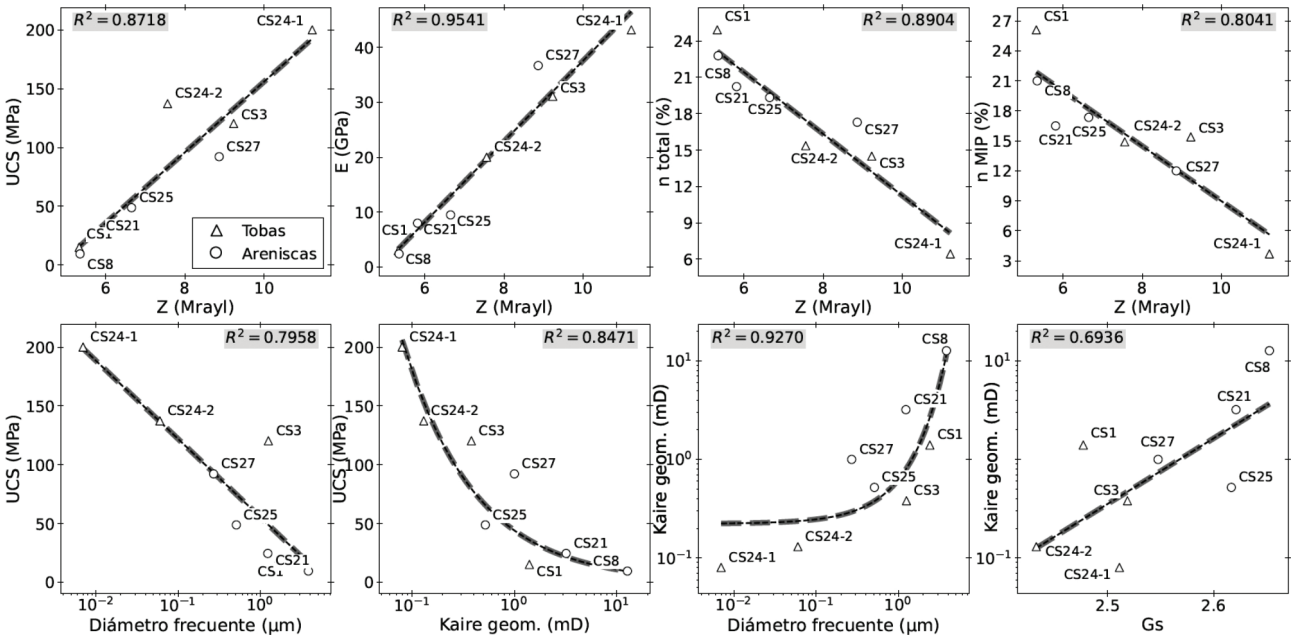


Figura 9. **Relaciones bivariadas entre parámetros mecánicos, petrofísicos y composicionales. Los 4 paneles de la fila superior correlacionan parámetros acústicos-mecánicos, mientras que los inferiores vinculan parámetros petrofísicos-litológicos.**

el efecto combinado de varios rasgos de fábrica, como la conectividad poral, la cementación, la matriz tobácea y la continuidad del armazón mineral.

En este sentido, la influencia tobácea no debe entenderse simplemente como un mayor o menor contenido de matriz, sino como una modificación profunda de la fábrica y de la arquitectura poral. Esta modificación permite explicar por qué algunas muestras combinan baja eficiencia hidráulica con elevada competencia mecánica. Por ello, los controles volcaniclásticos no pueden interpretarse con la misma lógica aplicada a sistemas silicoclásticos más simples, donde la porosidad total suele utilizarse como predictor directo de calidad de reservorio. En las rocas analizadas, parámetros aislados como la porosidad total o la densidad seca no alcanzan para predecir la variabilidad observada. Por ejemplo, la toba CS24-2 presenta una porosidad total de 14.88%, valor que podría sugerir una calidad de reservorio relativamente favorable (para este contexto de reservorios); sin embargo, su diámetro modal de garganta poral es de 0.06 µm, lo que la convierte en uno de los sistemas porales más restrictivos del conjunto analizado. Este tipo de comportamiento es comparable al reportado en reservorios tight, donde distribuciones de gargantas porales pequeñas, aunque volumétricamente abundantes, pueden coexistir con porosidades moderadas y permeabilidades muy bajas (Li et al. 2025).

En conjunto, estos resultados permiten proponer que la influencia tobácea actúa como un control estructural de primer orden sobre la respuesta petrofísica y geomecánica de estas rocas. Aunque los parámetros fueron obtenidos en condiciones secas y a escala de laboratorio, las tendencias observadas son consistentes y permiten definir criterios útiles para discriminar calidades de reservorio y dominios de competencia mecánica en afloramiento. Sin embargo, su transferencia directa al subsuelo requiere evaluar si estos patrones se mantienen bajo confinamiento, saturación e interacción fluido–roca. Además, la porosimetría de mercurio caracteriza la accesibilidad de las gargantas porales, pero no resuelve completamente la conectividad tridimensional ni discrimina el peso relativo de matriz tobácea, arcillas, zeolitas y cementos. Por ello, futuros trabajos deberían integrar ensayos mecánicos y petrofísicos bajo condiciones de subsuelo, tomografías, RMN y caracterización mineralógica cuantitativa, para fortalecer la aplicación de estos criterios en modelos predictivos.

Integración entre respuesta petrofísica y mecánica: Proxy de contenido tobáceo (*Tuffaceous Index*)

La gravedad específica de los sólidos (GS) expresa la densidad relativa promedio de la fracción sólida de una roca con respecto al agua y, por lo tanto, depende principalmente de la composición litológica de esa fracción. En sentido estricto, GS es una variable física, no hidráulica ni un parámetro que deba controlar la permeabilidad o el diámetro de garganta poral dominante en una roca. Sin embargo, en este trabajo muestra fuertes correlaciones con ambos atributos petrofísicos (Fig. 10). Esto sugiere que GS está actuando como un proxy litológico-petrofísico y su disminución está reflejando un aumento progresivo de la cantidad de toba. Esta interpretación es coherente con las diferencias de densidad de grano reportadas en la literatura para rocas siliciclásticas relativamente limpias y rocas dominadas por componentes volcánicos alterados. La Berea Sandstone, utilizada frecuentemente como roca de referencia en estudios de laboratorio sobre reservorios, está compuesta principalmente por cuarzo y feldespato, con cementos de cuarzo, dolomita y arcillas, y una GS de 2.676 (Churcher et al. 1991; Garing y Benson 2019). En contraste, distintas tobas presentan densidades de grano marcadamente menores: la Neapolitan Yellow Tuff muestra valores de 2.23–2.32 (Vanorio et al. 2002), mientras que las tobas Tage y Ogino alcanzan valores de 2.48 y 2.31, respectivamente, lo que permite obtener un valor promedio de GS de 2.36. Estos antecedentes permiten ubicar las rocas analizadas dentro de un continuo composicional arena–toba, cuyos extremos estarían definidos por areniscas limpias ($GS_{2.68}$) y tobas zeolitizadas ($GS_{2.36}$). En este marco, la reducción de GS registra el incremento relativo de la influencia tobácea y se vincula con sistemas porales más restrictivos, caracterizados por menores diámetros modales de garganta poral, menor permeabilidad y menor porosidad total. Por ello, GS puede utilizarse como un proxy composicional indirecto.

Por otro lado, la impedancia acústica característica (Z) es el resultado del producto de ρB y VP, dos parámetros estrechamente vinculados con el grado de compacidad, continuidad y rigidez efectiva, es decir el grado de integración mecánica del esqueleto rocoso (Zhang et al. 2020, 2023). Los resultados muestran en términos generales que los aumentos de densidad seca se corresponden con aumentos de VP (Fig. 2) y que, a su vez, estos aumentos se correlacionan con mayores E y UCS (Fig. 9). Por lo tanto, valores más grandes de Z indican rocas más densas, rígidas y resistentes. Esta interpretación es especialmente útil porque permite discriminar muestras que, aun con densidades secas similares, presentan respuestas mecánicas contrastantes. En esos casos, las diferencias en Z reflejan variaciones en la transmisión de esfuerzos, vinculados con la organización interna de la fábrica, la cantidad y tipo de cementación y la continuidad del esqueleto sólido.

Para avanzar hacia un entendimiento integrado, es necesario combinar estas dos variables para abarcar los aspectos litológicos-petrofísicos (GS) y geomecánicos (Z). De esta manera, podemos discriminar dominios de comportamiento que no pueden ser diferenciados mediante parámetros clásicos, haciendo especial hincapié en el contenido tobáceo y en la integración del esqueleto rocoso. Sobre esta base se propone el concepto de Tuffaceous Index (TI) como un esquema integrador que combina información litológica, petrofísica y mecánica en un único marco sencillo (Fig. 10). El TI no debe entenderse como un parámetro escalar único sino como una posición en el espacio GS-Z que permite predecir el comportamiento de estos reservorios volcaniclásticos. En este cuadro los valores de GS presentan límites verticales que definen si las rocas son areniscas limpias (> 2.65), areniscas tobáceas (> 2.60), tobas arenosas/limosas (> 2.50) o tobas en sentido estricto (< 2.49). Mientras que Z presenta divisiones de competencia mecánica baja (< 6

MRayl), competencia media (< 9 MRayl) y competencia alta (> 9 MRayl) basados en el tipo de cemento dominante, siendo las arcillas del grupo de las esmectitas en clay rims las que proporcionan la calidad mecánica más baja de las muestras analizadas, en el sector medio dominancia de cementantes arcillosos como la caolinita o esmectita con presencia de zeolitas, y en el extremo de mejor calidad mecánica relativa como la analcima y la clinoptilolita/carbonatos. Estas tendencias son consistentes con lo observado por Kohno et al. (2018) y Damon et al. (2026) en los que la presencia de minerales arcillosos reduce UCS y E. El aumento de la calidad mecánica sigue la tendencia marcada por el aumento de la diagénesis en el modelo diagenético para la Formación Bajo Barreal propuesto por Limarino et al. (2017).

Los valores de GS utilizados para definir los extremos del TI son consistentes con valores de densidad de grano reportados en la literatura y en subsuelo. Los valores asignados a las areniscas limpias y a las tobas son muy cercanos a los reportados por Churcher et al. (1991) y Vanorio et al. (2002), respectivamente. Para el subsuelo de la Formación Bajo Barreal, Breda y Lucero (2005) definen valores representativos para la caracterización petrofísica de los reservorios entre los cuales aparece la densidad de matriz de laboratorio (equivalente a GS), el TI propuesto amplía esta clasificación al incorporar Z como proxy de competencia mecánica. De este modo, el esquema GS–Z no solo discrimina variaciones composicionales, sino que también permite vincular la arquitectura poral y otros parámetros petrofísicos con la rigidez y resistencia de las rocas reservorio. En este sentido, transforma un criterio esencialmente composicional-petrofísico en un marco petrofísico-geomecánico con potencial de transferencia al subsuelo. Además, permite hipotetizar que el contenido tobáceo no define por sí solo la calidad hidráulica. Así, rocas con contenidos tobáceos similares podrían presentar comportamientos petrofísicos distintos según su posición relativa en el espacio GS–Z, lo que abre la posibilidad de discriminar distintos grados de calidad de reservorio dentro de litologías con fuerte influencia tobácea, incluso más allá del umbral de corte 40% de material tobáceo propuesto por Breda y Lucero (2005). Los resultados de este trabajo, junto con la comparación con los datos de Cortés et al. (2026, este congreso) para rocas de la Fm. Castillo y D-129, muestran que el Tuffaceous Index discrimina con mayor eficacia en sistemas mixtos arena–toba, donde el incremento de material volcaniclástico/piroclástico modifica progresivamente la fábrica arenosa y ordena las muestras en el espacio GS–Z. Sin embargo, al superar un umbral tentativo de saturación tobácea, cercano a GS ≈ 2.5, el sistema dejaría de comportarse como una mezcla arena–toba y pasaría a estar dominado por una fábrica esencialmente tobácea. En este dominio sobresaturado, GS puede perder la capacidad para predecir la litología nominal de la roca, ya que las variaciones en GS serían menores o menos diagnósticas. No obstante, el TI continúa clasificando adecuadamente la respuesta mecánica y petrofísica, ubicando las muestras de Codo del Senguer de Cortés et al. 2026 en campos de baja impedancia, baja competencia relativa, mayor porosidad y diámetros dominantes de garganta poral relativamente mayores, en consistencia con los valores de UCS, E y parámetros petrofísicos informados.

Desde el punto de vista aplicado, el TI podría implementarse en subsuelo a partir de registros de pozo convencionales. La impedancia acústica (Z) puede calcularse directamente mediante la integración de registros de densidad y sónico, proporcionando una estimación continua de la competencia mecánica a escala de pozo. Por su parte, GS no se obtiene de manera directa, pero puede aproximarse a partir de la densidad de matriz, combinando registros de densidad y neutrón (Angel Sáez et al. 2025) y calibraciones con datos de laboratorio. De este modo, el espacio GS–Z podría reconstruirse a lo largo del pozo y utilizarse para clasificar intervalos según su carácter com-

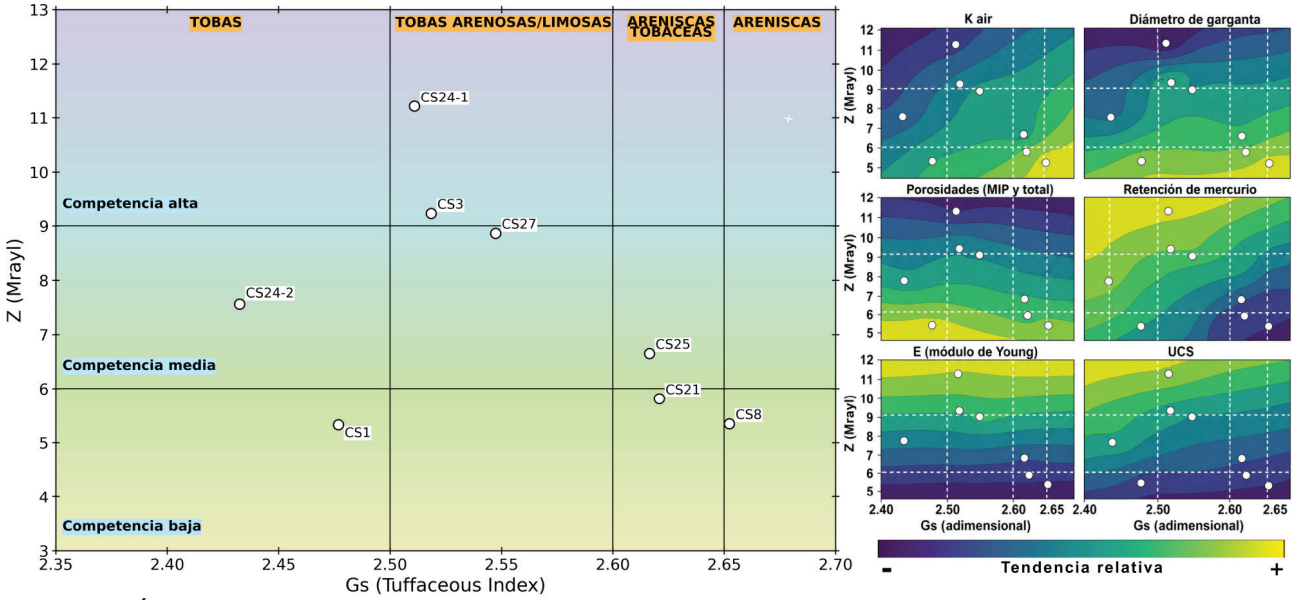


Figura 10. **Índice de tobacidad (Tuffaceous Index). La calidad petrofísica estaría representada por líneas inclinadas con mejor calidad hacia el extremo inferior derecho. Las tendencias relativas (paneles de la derecha) marcan el incremento de variables analizadas en el espacio GS-Z y la inclinación de las líneas refleja la contribución relativa de GS y Z en el control de cada propiedad.**

posicional, calidad petrofísica y comportamiento mecánico. Esta aproximación permitiría mejorar el rock typing de reservorios volcaniclásticos, identificar intervalos con distinta eficiencia hidráulica y competencia mecánica, y construir modelos estáticos y geomecánicos que optimicen la producción en reservorios maduros y evaluar intervalos aptos para el almacenamiento geológico.

No obstante, el TI debe considerarse en esta etapa como un marco interpretativo empírico y no como una clasificación cerrada. Sus límites composicionales y mecánicos fueron definidos a partir de un conjunto acotado de muestras de afloramiento y requieren validación con bases de datos más amplias, especialmente en subsuelo. Del mismo modo, Z integra efectos de densidad, velocidad, cementación, porosidad, anisotropía y estado de esfuerzos, por lo que no permite aislar por sí solo los mecanismos responsables de la competencia mecánica. Futuros trabajos deberían evaluar la robustez del esquema GS–Z bajo condiciones representativas del subsuelo, e integrar ensayos triaxiales y mediciones de permeabilidad de laboratorio. Esto permitiría refinar los límites del TI y establecer su capacidad predictiva para clasificar calidad hidráulica, competencia mecánica e integridad de reservorios volcaniclásticos.

Conclusiones

El estudio realizado en análogos de afloramiento de la Formación Bajo Barreal en el Codo del Senguer permitió reconocer controles composicionales, petrofísicos y geomecánicos asociados al efecto del contenido tobáceo. A modo de síntesis, se enumeran las siguientes conclusiones:

1. La combinación de densidad seca y velocidad de onda P define un espacio paramétrico robusto para discriminar areniscas volcaniclásticas y tobas, independientemente del miembro estratigráfico. Esta relación permite establecer una primera clasificación predictiva de rock types basada en propiedades físicas simples y reproducibles.
2. La impedancia acústica (Z) constituye el parámetro integrador más consistente de la respuesta geomecánica en el conjunto analizado, al correlacionarse positivamente con la resistencia a compresión uniaxial y el módulo elástico, y negativamente con la porosidad. En este sentido, Z funciona como un proxy del grado de integración mecánica del esqueleto rocoso.
3. La porosidad total no explica por sí sola la variabilidad petrofísica y mecánica observada. La arquitectura del sistema poral, especialmente el tamaño de garganta, la conectividad y la accesibilidad, controla de manera más directa la eficiencia de flujo y contribuye a explicar las diferencias entre areniscas volcaniclásticas y tobas.
4. El contenido tobáceo modifica progresivamente la fábrica de la roca, promoviendo sistemas porales más restrictivos, mayor retención de mercurio, menor eficiencia de flujo y una respuesta mecánica relativamente más rígida. La gravedad específica de los sólidos (GS) funciona como un proxy composicional sensible a este control tobáceo y permite reconocer una transición hacia un régimen dominado por fábrica tobácea.
5. El Tuffaceous Index (TI), definido en el espacio GS–Z, integra los controles composicionales y mecánicos del sistema, organiza las principales tendencias petrofísicas y geomecánicas, y constituye una herramienta operativa para la clasificación y predicción preliminar del comportamiento de reservorios volcaniclásticos, con potencial aplicabilidad al subsuelo mediante datos de densidad, neutrón, sónicos y calibración con ensayos de laboratorio.

Referencias citadas

Allard, J.O., Bueti, S.A., Méndez, F.L. y Vidal, P.A., 2022a. Permeabilidad de análogos de reservorios de la Formación Bajo Barreal en el Cerro Colorado de Galveniz, Faja Plegada de San Bernardo: controles sedimentarios y estructurales. XXI Congreso Geológico Argentino, Actas, Puerto Madryn, Chubut, Argentina.

Allard, J.O., Foix, N., Urrez, N. y Cuello, M.J., 2022b. Edades U-Pb del Grupo Chubut en el Codo del Río Senguerr, cuenca del Golfo San Jorge (Patagonia Extraandina): calibración cronoestratigráfica e impacto en el análisis del sistema petrolero. XI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Estratigrafía y Análisis de Cuencas, p. 215-243, Mendoza, Argentina.

Allard, J.O., Foix, N., Paredes, J.M., Giacosa, R.E., Bueti, S.A., Oporto Romero, F.E. y Rodríguez, R.A., 2025. Structural framework and evolution of the Golfo San Jorge Basin: a synthesis. Latin American Journal of Sedimentology and Basin Analysis, en prensa.

Angel Saez, F.J., Myers, M. y Hathon, L.A., 2025. Deriving a variable matrix density log for shaly sands. Fifth International Meeting for Applied Geoscience & Energy, SEG/AAPG/SEPM, Expanded Abstracts, p. 1378-1382, Houston, Texas, Estados Unidos.

Archangelsky, S., Bellosi, E., Jalfin, G.A. y Perrot, C., 1994. Palynology and alluvial facies from mid-Cretaceous of Patagonia, subsurface of San Jorge Basin, Argentina. Cretaceous Research, 15, p. 127-142.

ASTM International, 2011. ASTM D5550-11. Standard Test Method for Specific Gravity of Soil Solids by Gas Pycnometer. ASTM International, West Conshohocken, PA, USA.

ASTM International, 2013a. ASTM D7012-13. Standard Test Method for Compressive Strength and Elastic Moduli of Intact Rock Core Specimens under Varying States of Stress and Temperatures. ASTM International, West Conshohocken, PA, USA.

ASTM International, 2013b. ASTM D2845-13. Standard Test Method for Laboratory Determination of Pulse Velocities and Ultrasonic Elastic Constants of Rock. ASTM International, West Conshohocken, PA, USA.

ASTM International, 2016. ASTM D7263-16. Standard Test Methods for Laboratory Determination of Density (Unit Weight) of Soil Specimens. ASTM International, West Conshohocken, PA, USA.

ASTM International, 2018. ASTM D4404-18. Standard Test Method for Determination of Pore Volume and

Pore Volume Distribution of Soil and Rock by Mercury Intrusion Porosimetry. ASTM International, West Conshohocken, PA, USA.

Baud, P., Wong, T.F. y Zhu, W., 2014. Effects of porosity and crack density on the compressive strength of rocks. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 67, p. 202-211.

Breda, E. y Lucero, M., 2005. Caracterización de los reservorios de la Formación Bajo Barreal Inferior Arenas y Tobas (Sección Tobácea). VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Actas, p. 197-214.

Bridge, J.S., Jalfin, G.A. y Georgieff, S.M., 2000. Geometry, lithofacies, and spatial distribution of Cretaceous fluvial sandstone bodies, San Jorge Basin, Argentina: outcrop analog for the hydrocarbon-bearing Chubut Group. Journal of Sedimentary Research, 70, p. 319-337.

Bubeck, A., Walker, R.J., Healy, D., Dobbs, M. y Holwell, D.A., 2017. Pore geometry as a control on rock strength. Earth and Planetary Science Letters, 457, p. 38- 48.

Cannon, S., 2016. Petrophysics: A Practical Guide. John Wiley & Sons, 199 pp.

Churcher, P.L., French, P.R., Shaw, J.C. y Schramm, L.L., 1991. Rock Properties of Berea Sandstone, Baker Dolomite, and Indiana Limestone. SPE 21044, SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, Anaheim, California, USA.

Cortés, M., Vidal, P., Allard, J., Manzanal, D. y Muñiz-Menéndez, M., 2026. Impacto del contenido tobáceo en la geomecánica y petrofísica de análogos de reservorios del Grupo Chubut inferior (Cuenca del Golfo San Jorge). XII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mendoza, Argentina.

Damon, A., Soliva, R., Wibberley, C., Dutilleul, J., Grelaud, S. y Bourgeois, F., 2026. Diagenesis as the main control of clayrock brittleness. Scientific Reports, en prensa.

David, C., Menéndez, B. y Bernabé, Y., 1998. The mechanical behaviour of synthetic sandstone with varying brittle cement content. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 35(6), p. 759-770.

Dyke, C.G. y Dobereiner, L., 1991. Evaluating the strength and deformability of sandstones. Quarterly Journal of Engineering Geology, 24, p. 123-134.

Eberli, G.P., Baechle, G.T., Anselmetti, F.S. e Incze, M.L., 2003. Factors controlling elastic properties in carbonate sediments and rocks. The Leading Edge, 22(7), p. 654-660.

Figari, E., Strelkov, E., Cid de la Paz, M., Courtade, S., Celaya, J., Vottero, A., Lafourcade, P., Martínez, R. y Villar, H., 1999. Los sistemas petroleros de la Cuenca del Golfo San Jorge: síntesis estructural, estratigráfica y geoquímica. IV Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Actas, p. 197-237.

Fitzgerald, M.G., Mitchum, R.M., Uliana, M.A. y Biddle, K.T., 1990. Evolution of the San Jorge Basin, Argentina. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 74, p. 879-920.

Gao, H., Cao, J., Wang, C., He, M., Dou, L., Hu, X. y Li, T., 2019. Comprehensive characterization of pore and throat system for tight sandstone reservoirs and associated permeability determination method using SEM, rate-controlled mercury and high-pressure mercury. Journal of Petroleum Science and Engineering, 174, p. 514-524.

Garia, S., Pal, A.K., Nair, A.M. y Ravi, K., 2020. Elastic wave velocities as indicators of lithology-based geomechanical behaviour of sedimentary rocks: an overview. SN Applied Sciences, 2, 1521.

Garing, C. y Benson, S.M., 2019. COρ wettability of sandstones: Addressing conflicting capillary behaviors. Geophysical Research Letters, 46, p. 776-782.

Hirschfeldt, M., 2014. Análisis de madurez de la Cuenca del Golfo San Jorge: desafíos actuales y futuros para un desarrollo sostenido y sustentable. Jornadas de Producción del Instituto Argentino del Petróleo y Gas, Comodoro Rivadavia, Argentina.

Hirschfeldt, M., 2026. Hidrocarburos en Argentina. Los números de 2025, ¿y después? OilProduction Consulting, presentación de webinar, 19 de marzo de 2026, https://www.opogc.com/post/hidrocarburos-en-argentina-los-números-de-2025-y-después. Acceso 9 de abril de 2026.

Huang, S.J., Huang, K.K. y Feng, W.L., 2009. Mass exchanges among feldspar, kaolinite and illite and their influences on secondary porosity formation in clastic diagenesis: a case study on the upper Paleozoic, Ordos Basin and Xujiahe Formation, western Sichuan depression. Geochimica, 38, p. 498-506.

Hurst, A. y Nadeau, P.H., 1995. Clay microporosity in reservoir sandstones: an application of quantitative electron microscopy in petrophysical evaluation. AAPG Bulletin, Vol. 79, N° 4, p. 563-573, Estados Unidos.

Jarrard, R.D., Niessen, F., Brink, J.D. y Bücker, C., 2000. Effects of cementation on velocities of siliciclastic sediments. Geophysical Research Letters, 27(5), p. 593-596.

Kohno, M., Takehara, Y. y Nishimura, T., 2018. Effect of Structure of Clay Mineral on the Physical and Mechanical Properties of Rock Materials. Journal of the Society of Materials Science, Japan, 67(3), p. 324- 329.

Lesta, P., 1968. Estratigrafía de la cuenca del Golfo San Jorge. III Jornadas Geológicas Argentinas, Actas, 1, p. 251-280, Buenos Aires, Argentina.

Lesta, P. y Ferello, R., 1972. Región extraandina del Chubut y norte de Santa Cruz. En Leanza, A. (ed.), Geología Regional Argentina. Academia Nacional de Ciencias, p. 601-654, Córdoba, Argentina.

Li, L., Li, Z., Han, H., Liu, C., Li, Y., Zhao, W., Wang, J. y Bao, Z., 2025. Multifractal Analysis of Tight Sandstone Using Micro-CT Methods: A Case from the Lower Cretaceous Quantou Formation, Southern Songliao Basin, NE China. Fractal and Fractional, 9, 336.

Limarino, C.O., Giordano, S.R. y Rodríguez Albertani, R.J., 2017. Diagenetic model of the Bajo Barreal Formation (Cretaceous) in the southwestern flank of the Golfo San Jorge Basin (Patagonia, Argentina). Marine and Petroleum Geology, 88, p. 907-931.

Limarino, C.O., Giordano, S.R., Rodríguez Albertani, R.J., Ciccioli, P.L. y Bodano, F., 2020. Patterns and origins of the porosity in the productive reservoirs of the upper part of the Chubut Group, southern flank of the Golfo de San Jorge Basin, Patagonia Argentina. Journal of South American Earth Sciences, 98, 102480.

Meer, L.G.H., 2005. The COρstorage potential of deple-

ted gas fields. Energy Conversion and Management, 46(11-12), p. 1717-1731.

Méndez, F.L., 2024. Arquitectura de bandas de deformación de la Formación Bajo Barreal en el Cerro Colorado de Galveniz, Faja Plegada de San Bernardo (Cuenca del Golfo San Jorge). Universidad Nacional de la Patagonia San Juan Bosco. Trabajo final de grado inédito.

Moro, F. y Böhni, H., 2002. Ink-Bottle Effect in Mercury Intrusion Porosimetry of Cement-Based Materials. Journal of Colloid and Interface Science, 246(1), p. 135-149.

Paredes, J.M., Foix, N. y Allard, J.O., 2016. Sedimentology and alluvial architecture of the Bajo Barreal Formation (Upper Cretaceous) in the Golfo San Jorge Basin: outcrop analogues of the richest oil-bearing fluvial succession in Argentina. Marine and Petroleum Geology, 72, p. 317-335.

Prakoso, S., Permadi, P. y Winardhie, S., 2016. Effects of pore geometry and pore structure on dry P-wave velocity. Modern Applied Science, 10(8), p. 117-133.

Ramos, V.A., 2015. Evolución de la cuenca Golfo San Jorge: su estructuración y régimen tectónico. Revista de la Asociación Geológica Argentina, 72(1), p. 12-20.

Rodríguez, J.F.R. y Littke, R., 2001. Petroleum generation and accumulation in the Golfo San Jorge Basin, Argentina: a basin modeling study. Marine and Petroleum Geology, 18, p. 995-1028.

Rutqvist, J., 2012. The geomechanics of COρ storage in deep sedimentary formations. Geotechnical and Geological Engineering, 30(3), p. 525-551.

Secretaría de Energía, 2025. Datos y estadísticas del sector energético. Ministerio de Economía de la República Argentina, https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/datos-y-estadisticas
. Acceso 9 de abril de 2026.

Shi, J., Chen, K., Ji, S., Wang, D., Shi, B., Rao, X., Fan, W. y Yu, H., 2025. Pore Structure Analysis of Tight Sandstone Using NMR, MIP and Micro-CT Methods: A Case Study From the Longdong, Ordos Basin, China. Geological Journal, 0, p. 1-10.

Storvoll, V. y Bjørlykke, K., 2004. Sonic velocity and grain contact properties in reservoir sandstones. Petroleum Geoscience, 10, p. 215-226.

Suárez, M., Márquez, M., De La Cruz, R., Navarrete, C. y Fanning, M., 2014. Cenomanian-Early Turonian minimum age of the Chubut Group, Argentina: SHRIMP U-Pb geochronology. Journal of South American Earth Sciences, 50, p. 67-74.

Tiab, D. y Donaldson, E.C., 2004. Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties, 2nd ed. Gulf Publishing Company, Houston, Texas, 889 pp.

Tiab, D. y Donaldson, E.C., 2012. Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties, 3rd ed. Elsevier Inc., Oxford, 950 pp.

Umazano, A.M., Bellosi, E.S., Visconti, G. y Melchor, R.N., 2008. Mechanism of aggradation in fluvial systems influenced by explosive volcanism: an example from the Upper Cretaceous Bajo Barreal Formation, San Jorge Basin, Argentina. Sedimentary Geology, 203, p. 213-228.

Umazano, A.M., Bellosi, E.S., Visconti, G., Jalfin, G.A. y Melchor, R.N., 2009. Sedimentary record of a Late Cretaceous volcanic arc in Central Patagonia: petrography, geochemistry and provenance of fluvial volcaniclastic deposits of the Bajo Barreal Formation, San Jorge Basin, Argentina. Cretaceous Research, 30, p. 749-766.

Vanorio, T., Prasad, M., Patella, D. y Nur, A., 2002. Ultrasonic velocity measurements in volcanic rocks: correlation with microtexture. Geophysical Journal International, 149, p. 22-36.

Vidal, P.A., Allard, J.O., Manzanal, D.G., Méndez, F.L., Bueti, S.A. y Laskowski, C.B., 2022a. Caracterización geomecánica y petrofísica de afloramientos de la Formación Bajo Barreal en el Cerro Colorado de Galveniz (Cuenca del Golfo San Jorge). XXI Congreso Geológico Argentino, Actas, Puerto Madryn, Chubut, Argentina.

Vidal, P.A., Allard, J.O., Manzanal, D.G. y Laskowski, C.B., 2022b. Geomechanical and petrophysical characterization of Bajo Barreal Formation in GSJB. IX Latin American Rock Mechanics Symposium, Asunción, Paraguay.

Vidal, P.A., Allard, J.O., Manzanal, D.G. y Muñiz-Menéndez, M., 2023. Variabilidad geomecánica en afloramientos análogos de reservorios de la Formación Bajo Barreal: uso de métodos directos e indirectos. XXVI Congreso Argentino de Mecánica de Suelos e Ingeniería Geotécnica, Memorias, Comodoro Rivadavia, Argentina.

Vidal, P.A., Manzanal, D.G., Allard, J.O., Cortés, M. y Muñiz-Menéndez, M., 2024. Mechanical properties of analogues of volcaniclastic rocks from a hydrocarbon sedimentary basin. 17th Pan-American Conference on Soil Mechanics and Geotechnical Engineering, Proceedings, La Serena, Chile.

Wang, F., Li, X., Sun, Y., Zang, Q., Liu, J., Tian, X., Niu, J., Yang, Z., Wang, Y. y Sun, M., 2024. Pore structure characterization and low-permeability genesis of low-permeability tuffaceous sandstone reservoirs: a case study of the Paleocene Wenchang Formation in the Lufeng Sag within the Pearl River Mouth Basin. Journal of Northeast Petroleum University, Vol. 48, N° 4, p. 54-68, Daqing, China.

Wardlaw, N.C. y McKellar, M., 1981. Pore geometry and capillary pressure in sandstone. AAPG Bulletin, 65(12), p. 2455-2468.

Yagiz, S., 2011. P-wave velocity test for assessment of geotechnical properties of some rock materials. Bulletin of Materials Science, Vol. 34, N° 4, p. 947-953, India.

Zeller, M., Reid, S.B., Eberli, G.P., Weger, R.J. y Massaferro, J.L., 2015. Sequence architecture and heterogeneities of a field-scale Vaca Muerta analog (Neuquén Basin, Argentina) from outcrop to synthetic seismic. Marine and Petroleum Geology, 66, p. 829-847.

Zhang, Y., Wu, K., Yang, Z. y Ye, G., 2022. A reappraisal of the ink-bottle effect and pore structure of cementitious materials using intrusion-extrusion cyclic mercury porosimetry. Cement and Concrete Research, 161, 106942.

Zoback, M.D., 2010. Reservoir Geomechanics. Cambridge University Press, New York, 449 pp.



Una vez más, la Argentina Oil & Gas Patagonia 2026 rompió sus propios récords: más visitantes, expositores y superficie, demostraron el crecimiento y el potencial energético del país.

La AOG Patagonia 2026 cerró una edición histórica con más de 26.000 visitantes

La AOG Patagonia 2026 culminó, y con ella la Semana de la Energía en Neuquén donde se evidenció el proceso de expansión que atraviesa la industria de hidrocarburos. En una superficie total de 25.000 m² se desplegaron las últimas innovaciones y tendencias en tecnología aplicada. El clima no detuvo a los más de 26.000 visitantes que recorrieron cada rincón de la exposición. Más de 590 empresas exhibieron sus productos y soluciones en el hall general, en seis carpas adicionales y en la Plaza de Máquinas, ocupando el 100 % del predio.

Entre las actividades, se destacaron las Rondas de Negocios que, durante los cuatro días, permitieron la vinculación entre empresas expositoras y compradores. En total, se desarrollaron más de 3200 reuniones, otra cifra que superó a la edición anterior y es muestra de la importancia de las reuniones uno a uno para sellar alianzas estratégicas dentro de las industrias.

Otro de los hitos de esta edición fue la alta concurrencia de estudiantes y jóvenes profesionales que asistieron a la exposición y participaron de diversas actividades pensadas para su inserción laboral en la industria. Sin dudas, la más destacada fue la 10.ª edición de Jóvenes Oil & Gas (JOG), donde más de 350 jóvenes participaron de charlas sobre proyectos estratégicos de petróleo y gas, la eficiencia y competitividad, inserción, transición energética y sustentabilidad. Además, durante los cuatro días, más de 530 alumnos formaron parte del programa La Escuela Técnica Visita la AOG, y más de 600 alumnos asistieron junto a sus colegios.

Actividades destacadas del último día de la AOG Patagonia 2026

Finalizó el ciclo Encuentro con los CEOs luego de tres sesiones donde se congregaron 20 altos directivos de empresas y entidades de la industria. En su última sesión, Alejo Calcagno, de Techint Ing. y Construcción y Diego Manfio de Ingeniería SIMA, dialogaron sobre la importancia de la capacitación en este momento de expansión donde la industria se está transformando. Sobre esto, Manfio señaló: "Nosotros apostamos a formar talento. Muchas veces encontramos los recursos internamente en la empresa, pero creo que hay un cuello de botella en la formación. La industria cambió y Vaca Muerta es más compleja". También se refirieron a las oportunidades que tienen por delante las PyMES que integran la cadena de valor. Al respecto, Calcagno indicó: *"Estamos en un momento extraordinario, es un cambio de escala, la inversión que viene asociada va a generar una expansión del mercado va a traccionar a que las PyMES crezcan. Deben pensar en alianzas internacionales que permitan acelerar el aprendizaje y la transferencia de conocimiento hacia Argentina"*.

En el último bloque, el presidente de FECENE, Mauricio Uribe, expresó que *"Todos empezamos a entender que vamos en el mismo barco y estamos intentando llegar a puerto. Buscando soluciones financieras, soluciones a procedimientos de interacción entre empresas, como cobranzas o certificaciones"* y agregó: *"Nosotros estamos en un ámbito bueno, la idea de interrelacionarnos como cámaras y de crecer, desde el punto de vista económico, nos minimiza el riesgo porque somos dos"*. Por su parte, Daniel González de Centro Pyme Adeneu comentó: *"Somos conscientes de que la magnitud de Vaca Muerta va a requerir un sostenimiento firme del financiamiento y del equipamiento. Estamos avanzando firmemente en el camino asociativo; las empresas neuquinas conocemos los estándares y sabemos que hay que ser competitivos. Hemos ido incorporando mucha tecnología; hay una gran avidez de las empresas neuquinas por avanzar, innovar y modernizarse"*. En tanto, Leonardo Brkusic de GAPP dijo: *"Vemos una oportunidad histórica. Este momento nos obliga a ser ágiles,*








AAOG
ARGENTINA OIL
PATAGONIA
AOG
PATAGONIA


BMK
VOLVO


CONECTAMOS TALENTO
CON FUTURO


4° Jornada de
Seguridad de Procesos en
la Industria de Oil & Gas






COILED TUBING
CWS
CALFRAC


AOG
BUENOS AIRES, ARGENTINA


AOG
ARGENTINA OIL&GAS
PATAGONIA
Hall 1
HALL 1
YPF
FUNCIONAL
FUNCIONAL






+100
LLEGA A 3.500
PUNTOS Y GANA
JUGÁ









ya que el modelo económico promueve la diversidad. Los proyectos que surgen representan un cambio de escala por la magnitud de las inversiones en infraestructura y la velocidad que exigen las grandes operadoras globales. Creemos que existen beneficios importantes para la cadena de proveedores, que Argentina está integrada a un conjunto de compañías a nivel global, y el entramado local está dispuesto a competir".

En tanto, el Ciclo de Conferencias en la AOG Patagonia cerró con un cronograma que repasó diferentes temas de actualidad e interés para el sector con las charlas: "La IA en la gestión de las personas en la industria", organizada por la Comisión de Recursos Humanos del IAPG; "Una Agenda Sustentable Común para la Industria Energética", a cargo de la Comisión de Sustentabilidad del IAPG; "La amenaza silenciosa para las instalaciones enterradas", de la Comisión de Prevención de Daños del IAPG; y la conferencia "Energía sin etiquetas. Talento y oportunidades en una industria en crecimiento", desarrollada por la Comisión de Diversidad, Equidad e Inclusión del IAPG.

Durante la jornada también se realizaron las Conferencias de los Expositores, que en total durante los cuatro días sumaron más de 100 charlas. Y finalizó la 4.ª Jornada de Seguridad de Procesos en la industria de Oil & Gas, con sede en el Hotel Casino Magic.

Organizada por el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG) y realizada por Messe Frankfurt Argentina, la próxima edición de la AOG tendrá lugar en Buenos Aires, del 20 al 23 de septiembre de 2027 en el Predio Ferial La Rural.

Seguinos en nuestras redes

INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETROLEO Y DEL GAS

www.iapg.org.ar



Compliance en la industria energética: el desafío de fortalecer la integridad en las pymes

En el marco de Argentina Oil & Gas Expo Patagonia 2026, la Comisión de Compliance del IAPG reunió a representantes de distintas compañías para analizar cómo extender las buenas prácticas de integridad a toda la cadena de valor. La prevención de riesgos, el acompañamiento a proveedores y el uso responsable de nuevas tecnologías estuvieron entre los principales temas abordados.

La incorporación de criterios de integridad en la gestión empresarial adquiere cada vez mayor relevancia en la industria del petróleo y del gas. En este contexto, las pequeñas y medianas empresas enfrentan el desafío de desarrollar herramientas de compliance acordes con sus estructuras, recursos y actividades, mientras que las grandes compañías tienen un papel fundamental en el fortalecimiento de estos estándares entre sus proveedores.



Esta fue una de las principales cuestiones analizadas durante la conferencia **«Compliance hoy, negocios que crecen, valores que permanecen»**, organizada por la Comisión de Compliance del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG), como parte del programa de actividades de Argentina Oil & Gas Expo Patagonia 2026.

El panel contó con la participación de **Silvia Migone (TGS), Inés Hayes (PAE), Fernando Pardo (Tecpetrol), María Archimbal (YPF) y Antonella Micheli (YPF)**, quienes compartieron perspectivas sobre los desafíos actuales de la gestión ética y su impacto en las relaciones comerciales.

Uno de los puntos centrales del intercambio fue la necesidad de promover una mayor articulación entre las operadoras y las empresas que integran su red de abastecimiento. Los especialistas señalaron que los programas de compliance deben contemplar las características de cada organización, de manera que su implementación resulte viable y efectiva también para las pymes.

En este sentido, se destacó la importancia de identificar los riesgos propios de cada actividad, asignar funciones concretas para su gestión y desarrollar instancias de formación para los colaboradores. Estas medidas permiten anticipar posibles incumplimientos y reducir sus consecuencias, tanto para las empresas involucradas como para el conjunto de la cadena productiva.

También se abordó la relación entre integridad y competitividad. Frente a las exigencias económicas y operativas del sector, los participantes remarcaron la conveniencia de incorporar mecanismos preventivos desde las primeras etapas de desa-









rrollo de una empresa. Una gestión adecuada de los riesgos contribuye a evitar pérdidas económicas, consolidar vínculos comerciales y generar confianza.

Tecnología y nuevos desafíos para el compliance

Otro de los ejes de la conferencia fue la creciente utilización de herramientas digitales e inteligencia artificial en los procesos de control y análisis de información.

Estas tecnologías ofrecen oportunidades para agilizar tareas, examinar grandes conjuntos de datos e identificar situaciones que requieren atención. Sin embargo, su adopción también plantea nuevas exigencias en materia de seguridad, trazabilidad y calidad de la información.

Los panelistas coincidieron en la necesidad de contar con políticas claras para administrar los datos, resguardar documentación sensible y controlar posibles sesgos en los sistemas automatizados. Asimismo, destacaron que las decisiones vinculadas con la ética empresarial requieren responsabilidad y evaluación humana, aun cuando se utilicen herramientas tecnológicas avanzadas.

Una agenda de trabajo para toda la cadena de valor

Como parte de las conclusiones del encuentro, se reafirmó el compromiso de la Comisión de Compliance del IAPG de continuar promoviendo espacios de intercambio técnico y formación destinados a las empresas del sector.

Entre las próximas líneas de trabajo se prevé avanzar en iniciativas que permitan a los proveedores pyme evaluar sus propias prácticas, identificar oportunidades de mejora y desarrollar capacidades para responder a los estándares de integridad que demanda la industria.

De esta manera, el encuentro puso de relieve la importancia de impulsar una cultura de cumplimiento que alcance a empresas de diferentes tamaños y actividades, fortaleciendo la transparencia y la confianza en las relaciones que sostienen el desarrollo del sector energético.



Cursos, congresos y jornadas

Te adelantamos los eventos presenciales del año. Además, seguimos ofreciendo cursos *online* para que puedas tomar en cualquier momento del año.

CURSOS

Noviembre

Corrosión
Protección Anticorrosiva 2
2 al 6 de noviembre
Instructores: *Eduardo Carzoglio, Carlos Flores*

Economía, Gestión y Toma de Decisiones
Taller de Productividad Exponencial con IA para O&G
4 al 6 de noviembre
Instructor: *Estanislao Irigoyen*

Exploración y Reservorios
Recuperación Secundaria - STREAMING
9 al 13 de noviembre
Instructor: *Marcelo Chimienti*

Corrosión
AMPP - Cathodic Protection Specialist (CP4)
9 al 13 de noviembre
Instructor: *Héctor Albaya*

Corrosión
AMPP - Cathodic Protection Specialist (CP4)
16 al 29 de noviembre
Instructores: *Héctor Albaya, Alejandro Minervini*

Downstream Gas / Operaciones e Ingeniería de Producción
Integridad de Activos Aplicado a los Sistemas de Distribución de Gas
24 al 25 de noviembre
Instructores: *Gustavo Califano, Patricia Carcagno, Eduardo Lifschitz*

Operaciones e Ingeniería de Producción
Procesamiento de Crudo
26 al 27 de noviembre
Instructores: *Carlos Casares, Eduardo Carrone*

Diciembre

Introducción a la Industria
Introducción a las Tecnologías Inteligentes en O&G
1 y 2 de diciembre
Instructor: *Estanislao Irigoyen*

Downstream Gas
Operación y Limpieza de Ductos
1 al 4 de diciembre
Instructores: *Sergio Río, Franco Borghetti*

JORNADAS

4º Jornada de Petróleo 2026 | 12 de noviembre

4° JORNADA DE PETRÓLEO 2026
El despegue de Vaca Muerta y el renacer del convencional

Jornadas de Medición en Upstream y Downstream de Petróleo y Gas | 16 y 17 de noviembre

Jornadas de Medición en Upstream y Downstream de Petróleo y Gas IAPG
Noviembre de 2026

6º Congreso Latinoamericano y 8º Nacional de Seguridad, Salud Ocupacional y Ambiente en la Industria del Petróleo y del Gas | 21 al 23 de septiembre, 2027

SSO yA 2027
6° Congreso Latinoamericano y 8° Nacional de
Seguridad, Salud Ocupacional y Ambiente en la Industria del Petróleo y del Gas IAPG

9º Congreso Producción y Desarrollo de Reservas | 2 al 4 de noviembre, 2027

9° CONGRESO IAPG
Producción y Desarrollo de Reservas

NOVEDADES DE LA **INDUSTRIA**

TGN impulsa un proyecto de inversión de USD 2.200 millones para la construcción del Gasoducto Manuel Belgrano y sus obras complementarias

Se fortalece el sistema de TGN para resolver el déficit de abastecimiento de gas en el centro, norte y litoral del país. Con 753 km de extensión, atravesará cinco provincias y generará valor al gas producido por Vaca Muerta. Abastecerá al mercado interno, sustituirá anualmente importaciones por USD 700 millones y permitirá exportaciones por USD 450 millones

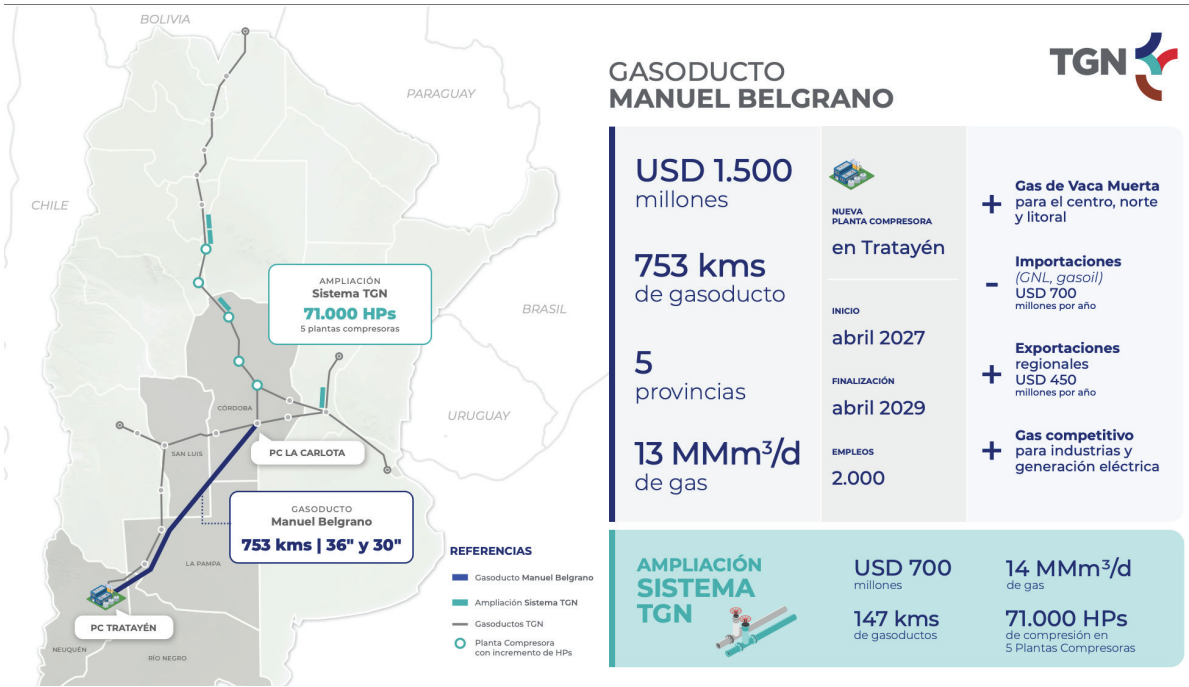


TGN impulsa la construcción del Gasoducto Manuel Belgrano, infraestructura energética clave que, junto a obras complementarias, contempla una inversión total del orden de USD 2.200 millones, con el objetivo de potenciar la creación de valor del gas de Vaca Muerta y así resolver el déficit de abastecimiento en el centro, norte y litoral de Argentina y desarrollar mercados de exportación a países vecinos.

El proyecto contempla la construcción de un nuevo gasoducto de 753 km de extensión en dos tramos de 36 y 30 pulgadas de diámetro, entre Tratayén, en la cuenca Neuquina, y La Carlota, en Córdoba, que atravesará cinco provincias (Neuquén, Río Negro, La Pampa, San Luis y Córdoba), con una inversión de USD 1.500 millones que, sumada a obras complementarias en el Sistema TGN, se incrementará a USD 2.200 millones.

En función de la demanda existente por parte de industrias y centrales eléctricas en la zona de influencia y demanda de exportación, se ha proyectado la obra para generar una capacidad inicial de abastecimiento del orden de 13 millones de metros cúbicos diarios, previéndose la puesta en funcionamiento para abril de 2029.

"Argentina tiene una oportunidad extraordinaria para transformar, con una infraestructura troncal, el gas de Vaca Muerta en energía competitiva, con producción local, sustitución de importaciones y la generación de saldo exportable. El Gasoducto Manuel Belgrano es el re-





sultado de un objetivo estratégico que apunta a dar una solución concreta al déficit que viene padeciendo un amplio sector de nuestra geografía, construyendo un puente para brindar más oportunidades de desarrollo económico y social. Una inversión privada que se materializa en un contexto de reglas claras y visión de largo plazo para una Argentina que proyecta un futuro de crecimiento", señaló Horacio Pizarro, CEO de TGN.

En su pico de actividad, el conjunto de obras a ejecutar demandará un total de 2.000 empleos. La nueva infraestructura permitirá conectar la mayor producción de Vaca Muerta con industrias y centrales eléctricas, contribuyendo a reducir en USD 700 millones anuales la utilización de combustibles líquidos como el GNL y gasoil importados, fortalecer la competitividad regional y generar nuevas posibilidades para las exportaciones de gas hacia países vecinos del orden de USD 450 millones por año. La reducción de la importación y las opciones de exportación que se abren, mejorarán el balance de divisas, indispensables para robustecer la macroeconomía. Asimismo, desde el punto de vista operativo la ampliación de la capacidad de transporte contribuirá a evacuar volúmenes crecientes de gas, incluido el gas asociado a la expansión de la producción de petróleo en la cuenca neuquina.

En términos técnicos, el detalle de la obra consigna que los primeros 278 km del gasoducto serán de 36 pulgadas y los siguientes 475 km de la traza contarán con un diámetro de 30 pulgadas. Las obras asociadas implican un aumento de capacidad sobre el Sistema TGN de hasta 14 millones de metros cúbicos diarios. Las mismas consideran adicionalmente la construcción de 147 km de loops de 30 pulgadas en las provincias de Córdoba, Santa Fe, Catamarca, Santiago del Estero y Tucumán, y la incorporación de hasta 71.000 HP de potencia en 5 plantas compresoras.

La dinámica del proceso prevé la convocatoria a un concurso de capacidad para el nuevo gasoducto a fines de septiembre y una manifestación de interés y posterior concurso abierto de capacidad en el Sistema TGN. La presentación y adjudicación de ofertas para ambas instancias tendrá lugar a fines de noviembre.

Por las características del proyecto y el encuadre del mismo, está contemplado que sea presentado ante el Ministerio de Economía a fin de solicitar su adhesión al Régimen de Incentivos a las Grandes Inversiones (RIGI).

La nueva obra ha sido identificada con el nombre Manuel Belgrano con el ánimo de empoderarlo con su visión en el desarrollo integral -económico y social- de Argentina, considerando el impacto positivo que tendrá el proyecto a nivel federal por la articulación territorial entre las diferentes regiones del país.

PAE y el Gobierno de Neuquén capacitaron a dirigentes de 11 clubes deportivos en Loncopué

Pan American Energy y el Gobierno provincial realizaron el quinto encuentro del Programa de Fortalecimiento de Clubes Neuquinos. La jornada estuvo destinada a mejorar la gestión institucional, prevenir situaciones de violencia y brindar herramientas de formación a dirigentes y preparadores físicos.



Pan American Energy (PAE) y el Gobierno de Neuquén llevaron adelante una nueva jornada del Programa de Fortalecimiento de Clubes Neuquinos, una iniciativa que busca acompañar a las instituciones deportivas mediante capacitaciones orientadas a mejorar su funcionamiento y fortalecer el trabajo de quienes desarrollan actividades con niños y adolescentes.

El quinto encuentro se realizó el lunes pasado en Loncopué y reunió a representantes de 11 clubes deportivos que forman parte de la edición 2026 del programa.

La actividad tuvo lugar en el Salón Casino Policial y contó durante su apertura con la participación del intendente local, Daniel Soto, y miembros del Concejo Deliberante. Además, el encuentro fue declarado de Interés Legislativo Municipal.

Capacitación para dirigentes y preparadores físicos

La jornada se organizó en dos espacios de formación, destinados a abordar diferentes aspectos del funcionamiento de las instituciones deportivas.

El primero estuvo dirigido a dirigentes de los clubes y se concentró en la construcción de entornos deportivos seguros, la prevención de situaciones de violencia y la relación de cada institución con su comunidad.

El segundo espacio estuvo destinado a preparadores físicos y abordó herramientas de coaching deportivo, manejo de las emociones, comunicación efectiva y construcción de vínculos de confianza.

El objetivo de ambas capacitaciones fue aportar conocimientos que puedan aplicarse en el trabajo cotidiano de los clubes y contribuir a mejorar las condiciones en las que niños y adolescentes desarrollan sus actividades deportivas.

La secretaria de Deportes de Neuquén, María Fernanda Villone, destacó la función social de estas instituciones. "Los clubes cumplen un rol fundamental en nuestras comunidades porque son espacios de encuentro, formación y contención", expresó la funcionaria.

En ese sentido, señaló la importancia de acompañar a dirigentes y formadores con herramientas que permitan mejorar su tarea diaria y promover ámbitos deportivos seguros.

El acompañamiento de PAE a las instituciones deportivas

El programa forma parte de las acciones de sustentabilidad que Pan American Energy desarrolla en las comunidades donde mantiene presencia.

A través de esta iniciativa, la compañía trabaja junto al Gobierno neuquino en la formación de dirigentes y equipos deportivos, con el propósito de fortalecer las capacidades de gestión de los clubes.

Nicolás Fernández Arroyo, representante de Relaciones Institucionales de PAE en Neuquén, explicó que el acompañamiento a estas organizaciones forma parte del trabajo comunitario de la empresa.

"En PAE creemos que fortalecer a los clubes es también contribuir al desarrollo de las comunidades", afirmó.

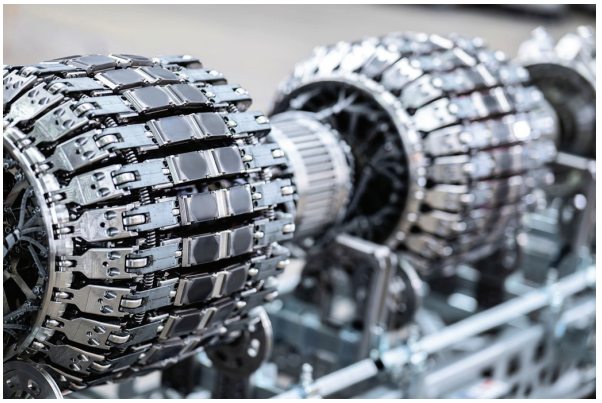
El representante de la compañía agregó que el programa busca proporcionar herramientas para mejorar la gestión institucional y la tarea de quienes están al frente de las actividades deportivas.

Con esta quinta jornada, el Programa de Fortalecimiento de Clubes Neuquinos continuó su agenda de capacitación de 2026, enfocada en la formación de dirigentes, preparadores físicos y referentes de instituciones que cumplen una función deportiva y social en distintas localidades de la provincia.

ROSEN fortalece su presencia en Argentina con una nueva base en Vaca Muerta

Con casi 30 años de presencia en el país y más de 130.000 kilómetros de ductos inspeccionados en los últimos 15 años en Argentina, ROSEN expande su operación local con capacidades tecnológicas y equipos regionales para seguir acompañando el desarrollo de la industria energética.

ROSEN Group, compañía global dedicada a la protección de activos críticos, fortalece su presencia en Argentina con una nueva oficina operativa en Neuquén. La



apertura acompaña la expansión de la actividad energética en la provincia, impulsada principalmente por Vaca Muerta, y de la infraestructura necesaria para transportar una mayor producción de petróleo y gas.

Con la misión de estar más cerca de sus clientes, ROSEN refuerza su capacidad de respuesta frente a las necesidades de inspección y gestión de integridad en la región, ubicándose en el epicentro de la actividad hidrocarburífera del país. La compañía ofrece un portfolio integral que incluye inspección, ingeniería, software, investigación y desarrollo, y soluciones para la industria de petróleo y gas, minería y nuevas fuentes de energía. Con herramientas, equipos y especialistas asignados regionalmente, esta nueva base operativa suma mayor agilidad y eficiencia para atender a los requerimientos de cada proyecto.

"Argentina está atravesando un cambio de paradigma en materia energética, pasando de ser un país importador de energía a convertirse en un exportador. La apertura de nuestra oficina en Neuquén es un paso importante para consolidar nuestra presencia tanto en el país como en la región, con el objetivo de acompañar la evolución de la industria de cara a 2030. ROSEN es una compañía que tiene el crecimiento en su ADN y que basa ese crecimiento en la innovación y la tecnología, manteniéndose siempre cerca de sus clientes. La integración entre tecnología y conocimiento humano genera resultados muy potentes", afirma Eduardo Soria, Vicepresidente Senior para ROSEN Group Sudamérica.

ROSEN está presente en Argentina desde 1997 y trabaja con las principales compañías del sector oil &



Eduardo Soria, Vicepresidente Senior para ROSEN Group Sudamérica.



Agustin Giai Levra, Country Manager de ROSEN Argentina

gas. La operación local cuenta con un taller propio y con la mayor flota del país de herramientas equipadas con las últimas tecnologías para la inspección de activos. En los últimos 15 años, ROSEN ha inspeccionado más de 130.000 kilómetros de ductos. También dispone de ingenieros de integridad basados en la región.

El desarrollo de Vaca Muerta y la expansión y modernización de la infraestructura de transporte de hidrocarburos plantean nuevas necesidades de inspección avanzada, verificación de integridad y análisis predictivo. En un contexto en el que el crecimiento de la producción energética adquiere una importancia estratégica para el país, ROSEN acompaña este proceso con su liderazgo regional y capacidades tecnológicas para contribuir a que este crecimiento se desarrolle de manera segura, sustentable y alineada con estándares internacionales.

"La apertura de nuestra oficina en Neuquén representa un paso natural en la evolución de ROSEN en Argentina. Estar presentes en el corazón de la actividad energética nos permite trabajar más cerca de nuestros clientes, responder con mayor agilidad a sus necesidades y acompañarlos en la gestión de la integridad de su infraestructura crítica. Tanto los nuevos desarrollos como los activos existentes enfrentan hoy desafíos cada vez más complejos, y nuestro objetivo es aportar tecnología, conocimiento y experiencia para que puedan operar de manera segura, eficiente y sostenible", señala Agustin Giai Levra, Country Manager de ROSEN Argentina.



Tecnología para una gestión de integridad basada en datos

Con 45 años de trayectoria, más de 4.000 empleados y presencia en 110 países, ROSEN incorpora capacidades digitales e inteligencia artificial para desarrollar análisis predictivos de integridad y aportar información más precisa a la toma de decisiones. Entre estas soluciones se encuentra Data Fusion MFL, mediante la fusión de datos de señales MFL axiales y circunferenciales, se convierten los datos brutos en perfiles 3D de alta resolución, sustituyendo la subjetividad por la precisión. Esta innovación mejora las evaluaciones de tuberías, reduciendo costes y mejorando la seguridad.

Bajo el enfoque "Think globally, act locally", la nueva oficina de Neuquén se integra a la estructura regional de ROSEN, con presencia en Buenos Aires, Bogotá y Río de Janeiro. Este modelo combina capacidades y tecnología globales con conocimiento de los mercados locales y recursos regionales para acompañar de manera cercana las necesidades de los operadores y responder con mayor agilidad a los desafíos de la industria.

Rheem capacitó a técnicos del Comando Conjunto Antártico

La compañía brindó una capacitación técnica a los profesionales que próximamente se desplegarán en las diferentes bases antárticas argentinas, con el objetivo de acompañarlos en el uso y mantenimiento de los equipos Rheem en condiciones extremas.



Rheem llevó adelante una jornada de capacitación destinada a técnicos del Comando Conjunto Antártico, quienes próximamente se desplegarán en las distintas bases de la Antártida Argentina. El encuentro estuvo orientado a compartir conocimientos y herramientas para el mantenimiento de los equipos, contemplando las circunstancias que pueden presentarse en un entorno de condiciones tan exigentes.

La charla estuvo a cargo de Iván Montaña, jefe del Servicio Técnico de Rheem, quien, junto con Dylan Perez Guevara, jefe de Producto de la compañía, abordó posibles situaciones de uso, los mantenimientos necesarios y las consultas de los técnicos, generando un espacio de intercambio y resolución de dudas.

También estuvieron presentes Santiago Amestoy, Director Comercial de Rheem; Diego Dominguez, representante de Ventas que asesoró en la venta al Comando



Conjunto Antártico; y Verenice Miranda, integrante del equipo de Marketing de la compañía.

Este tipo de acciones fortalece el vínculo de Rheem con quienes defienden la soberanía del país en uno de los entornos más exigentes del planeta, y reafirma el compromiso de la compañía con el acompañamiento técnico de quienes utilizan sus soluciones.

"Para Rheem es un orgullo participar del día a día de quienes viven y trabajan en las bases antárticas. Fortalecer el vínculo con el Comando Conjunto Antártico a través de capacitaciones técnicas nos permite acompañar de cerca a quienes hacen posible la vida en ese territorio. A su vez, este tipo de experiencias nos impulsa a seguir innovando y a llevar nuestras soluciones cada vez más lejos", expresó Verenice Miranda, integrante del equipo de Marketing de Rheem.

En el marco de este vínculo, el Comando Conjunto Antártico eligió soluciones de Rheem para sus bases: termotanques eléctricos de 155 y 255 litros, equipados con resistencias eléctricas de alta calidad, aislación de poliuretano y tecnología EverKleen® que evita la acumulación de sarro en el tanque interno. Estas características forman parte de una propuesta orientada a acompañar las necesidades de agua caliente en instalaciones que requieren soluciones adecuadas para condiciones de uso exigentes.

Con esta iniciativa, Rheem continúa promoviendo el intercambio de conocimientos y el acompañamiento técnico como parte de su compromiso con los profesionales y con los proyectos que llevan sus soluciones a distintos puntos del territorio argentino.

Sparkfound lanza su nueva plataforma de ciberdefensa con un modelo de SOC flexible que impulsa el negocio del canal

Sergio Oroña, fundador y CEO de la compañía, detalla los diferenciales de su renovado modelo de SOC gestionado 24x7 y el lanzamiento de una nueva plataforma digital diseñada para proteger los activos críticos de las empresas. El ejecutivo analiza la necesaria evolución hacia la higiene básica de ciberseguridad y profundiza en su innovador esquema de consumo flexible, que permite a las organizaciones adaptar la inversión mes a mes sin contratos a largo plazo ni costos ocultos. Además, expone el inmenso potencial de un mercado local aún desatendido y las oportunidades estratégicas para los canales e integradores tecnológicos que buscan sumar verdadero valor mediante servicios consolidados, acompañamiento preventa y pruebas de concepto gratuitas.



Sergio Oroña, fundador y CEO de Sparkfound.

En un contexto donde las organizaciones operan con una superficie de exposición sin precedentes, Sparkfound anunció la renovación de su identidad corporativa y el lanzamiento de una nueva plataforma digital de ciberseguridad. La propuesta de la empresa pone el foco en la higiene básica de ciberseguridad como cimiento ineludible de cualquier estrategia de defensa sólida, integrando protección, detección, respuesta y recuperación en un modelo gestionado 24×7 que permite a las empresas actuar tempranamente sin necesidad de operar un centro de monitoreo propio.

La nueva plataforma digital de la compañía refleja esta visión y permite presentar de manera más clara su ecosistema de servicios, orientado a acompañar a las organizaciones en todo el ciclo de ciberdefensa. La propuesta incluye capacidades de monitoreo continuo, gestión de eventos de seguridad, automatización de respuestas, protección de endpoints, respaldo y recuperación de información, así como servicios especializados para fortalecer la resiliencia operativa.

Para profundizar en los alcances de este anuncio y el impacto operativo para los clientes, dialogamos con Sergio Oroña, fundador y CEO de Sparkfound, quien explicó el principal elemento diferenciador de su Next Generation Network & Security Operations Center (NG-NSOC). «Es muy disruptivo y nos han denominado en varios medios como 'el Netflix de la ciberseguridad', por la posibilidad de tener una contratación no atada a un periodo anual o de 36 meses. Vos podés contratar Sparkfound cada 30 días, lo que te da la posibilidad de salir o entrar sin penalidades y crecer o decrecer dependiendo del ritmo de tu negocio. Dentro de ese valor fijo incluimos la ciberdefensa, el onboarding, la reportería y el acceso a nuestra consola», detalló el ejecutivo.

Esta flexibilidad inédita en el mercado se apoya en un modelo de facturación basado en activos críticos, permitiendo a las organizaciones proteger lo más importante sin costos ocultos y sin sorpresas a fin de mes. «Nosotros denominamos un asset a un activo de data center y la mirada de nuestro SOC es cuidar las joyas de la corona. Si tu presupuesto no te lo permite, podés elegir cuidar tu domain controller, tu firewall de borde, tu CRM o la base de datos y adaptarte a eso. Empezar a entender que en la ciberseguridad el punto de mejora es muy importante y que no hay un modelo ideal, forma parte del recorrido que hacemos con el cliente», afirmó Oroña.

¿Qué soluciones incluye la renovada plataforma digital de Sparkfound?

En cuanto a la renovada plataforma digital, estructurada bajo el reconocido NIST Cybersecurity Framework (CSF) 2.0, la misma presenta 23 áreas de soluciones o hexágonos, y las suites SparkProtect, SparkProtect+, SparkDevice y SparkRestore, atendiendo nuevas problemáticas como el uso descontrolado de inteligencia artificial. «Pusimos un hexágono que se llama Shadow AI porque queremos proteger a los clientes donde los empleados usan distintas inteligencias artificiales personales y envían información confidencial de la compañía. Ahí hay una fuga de información que muchas veces no se controla a la capa del usuario. El hexágono de Shadow AI te permite observar que no existan fugas, frenarlas si ocurren y asegurar que la IA que decidas utilizar tenga parámetros de seguridad», puntualizó el fundador de la empresa.

Dentro de este mismo ecosistema, la plataforma presenta sus soluciones más consolidadas, pensadas para abordar los dolores clásicos de las organizaciones de manera rápida y efectiva. «Nuestras suites SparkProtect y SparkProtect+ están diseñadas para la observación y la defensa del activo del data center. Nosotros te damos como servicio una capa de SIEM, otra de SOAR con respuesta automática, XDR, assessment de vulnerabilidades y toda la reportería por un precio fijo mensual. Ponemos toda la capa humana 7×24 controlando bajo el estándar ISO 27001», explicó Oroña.

El portafolio se completa asegurando los puntos de acceso y la resiliencia operativa. «Luego tenemos SparkDevice, apuntado a la seguridad del dispositivo del empleado o directivo que se conecta desde un aeropuerto; y SparkRestore, que es la última malla de defensa. Si fuiste atacado por un ransomware, esta suite te permite recuperarte desde un backup inmutable, sin nuevos deltas de riesgo, para que puedas volver a operar en el menor tiempo posible», completó el especialista.



Sergio Oroña presenta la nueva plataforma digital de la compañía, la cual expone su ecosistema de servicios mediante 23 hexágonos.

Todo este ecosistema tecnológico es agnóstico, integrándose con el 95 por ciento de las soluciones líderes del mercado y procesando más de 17 billones de logs mensuales, lo que facilita enormemente el despliegue en clientes que ya poseen infraestructura de otras marcas. «En Argentina hay 523.000 empresas registradas y solamente el 1% tiene al menos un especialista en ciberseguridad, todo el resto es un mercado enorme por desarrollar. La postura no es solo para los grandes, porque una empresa pequeña que le presta servicios a un banco puede ser el vector de un ataque de cadena de suministro. Tiene que haber un cambio de mentalidad en el manejo de datos, y cuando instalan este servicio y saltan alertas reales en su red, la solución prácticamente se vende sola«, reflexionó el especialista.

¿Qué oportunidades de negocio ofrece Sparkfound al canal IT?

Frente a esta robusta propuesta y al inmenso tamaño del mercado desatendido, se abre una oportunidad de negocio inmejorable para el ecosistema de canales integradores de la región. «Cualquier canal de Argentina o de la región que hoy vende hardware, ya sea para datos o para ciberseguridad, tiene la posibilidad de hacer un cross-selling y agregarle muchísimo más valor al cliente. Es un cambio de mentalidad del clásico de revender una caja o una licencia, para pasar a dar una solución de gestión administrada y consolidada en base al equipamiento que el cliente ya está comprando», aseguró Oroña.

«Yo siempre digo que la ciberseguridad es un tema de cultura, no es un tema netamente técnico ni se trata simplemente de comprar un producto. Es entender que estás manejando información crítica tuya y de tus clientes. Cuando el cliente prueba nuestro servicio, ve lo que realmente pasa en su red, saltan las alertas y toma dimensión de su realidad. Por eso decimos que es una solución que casi se vende sola».

Sparkfound mantiene su marca frente al usuario final por una cuestión de transparencia operativa técnica, pero integra completamente al socio de negocios mediante un plan de beneficios, capacitación constante de preventa y herramientas comerciales infalibles. «Tenemos un programa estructurado de canales donde podés ser Silver, Gold o Platinum, y recibís un revenue hasta el final de ese contrato. Muchas veces el cliente no sabe qué es un SOC, entonces le decimos que lo pruebe gratis por 30 días en algunos de sus activos. Cuando terminan y ven el reporte con el comportamiento de su red y el detalle de todo lo que se detectó, se dan cuenta del valor agregado y pasan a ser clientes», concluyó Oroña, quien remarcó que la compañía ostenta un 99% de retención de contratos en sus tres años de vida.

Aceros ITASA pone en marcha el Sistema No Bake

La incorporación de esta tecnología de moldeo químico autofraguante automatizado representa una de las inversiones industriales más importantes en la historia de la compañía.



Durante más de cuatro décadas , Aceros ITASA construyó su historia sobre una premisa inalterable: evolucionar constantemente para ofrecer soluciones cada vez más eficientes a las industrias más exigentes. Hoy, ese compromiso da un nuevo paso con la puesta en marcha oficial del Sistema No-Bake, una incorporación tecnológica que marca un antes y un después en la capacidad productiva de la empresa y abre una nueva etapa para la fundición de aceros en Argentina.

El proyecto demandó meses de planificación, ingeniería, desarrollo e integración de múltiples áreas de la organización. Ingeniería, Producción, Mantenimiento, Calidad, Logística, Compras, Administración y Seguridad trabajaron de manera coordinada para transformar un objetivo estratégico en una realidad productiva. Detrás de esta inversión existe un esfuerzo colectivo que refleja la cultura de trabajo que caracteriza a ITASA desde hace más de 40 años.

Transformación Integral

La incorporación del Sistema No-Bake representa mucho más que la instalación de nuevos equipos. Significa una transformación integral en la forma de fabricar. El nuevo proceso automatiza la preparación de materias primas mediante tecnología de moldeo químico autofraguante, permitiendo obtener mezclas de arena y resinas de alta precisión, moldes dimensionalmente estables y una repetibilidad superior en cada pieza producida.

La nueva línea integra una turbomezcladora de alta capacidad, sistemas automáticos de desmoldeo mediante Roll Over, estación de pintura, manerales de cierre y carrileras automatizadas que optimizan el flujo de producción. En conjunto, estos desarrollos incrementan la eficiencia operativa, reducen tiempos de ciclo, mejoran la seguridad de los procesos y elevan significativamente los estándares de calidad de las piezas fundidas.

Evolución Tecnológica

Para los clientes de ITASA, esta evolución tecnológica se traduce en beneficios concretos: mayor capacidad productiva, menores plazos de entrega, procesos más estables, mejor terminación superficial, mayor precisión dimensional y una calidad consistente en cada componente fabricado. La incorporación del Sistema No-Bake permite responder con mayor competitividad a los desafíos de sectores estratégicos como Oil & Gas, minería, energía, petroquímica, generación eléctrica y procesos industriales de alta exigencia.

Posicionamiento Internacional

Esta inversión también fortalece el posicionamiento internacional de la compañía. Con capacidades que incorporan simulación de procesos, ingeniería inversa, impresión 3D, laboratorios de control de calidad y ahora un sistema automatizado No-Bake de última generación, ITASA consolida un perfil tecnológico que la ubica entre las fundiciones más avanzadas de Latinoamérica para la fabricación de piezas especiales en aceros al carbono, inoxidables, dúplex y super-duplex.

Más allá de la incorporación de equipamiento, el verdadero valor de este proyecto reside en la decisión de seguir invirtiendo en conocimiento, innovación y desarrollo industrial. En un contexto donde la competitividad exige procesos cada vez más eficientes, ITASA reafirma su compromiso con la mejora continua y con la industria nacional, apostando por tecnologías que incrementan la productividad sin resignar calidad ni sustentabilidad.

La puesta en marcha del Sistema No-Bake no representa un punto de llegada. Es el inicio de una nueva etapa para la compañía. Una etapa donde la experiencia de más de 40 años se combina con la innovación para seguir desarrollando soluciones de alto valor agregado y acompañar el crecimiento de los mercados industriales de Argentina y Latinoamérica.



Scania relanza su programa de Vehículos Completos, con foco en el segmento de construcción

La propuesta integra el camión y su equipamiento en una solución lista para trabajar. La oferta incluye dos mixers hormigoneros y camiones volcadores configurados para las exigencias de las operaciones de construcción, movimiento de suelo y minería liviana.



Scania Argentina relanza su programa de Vehículos Completos, una propuesta que integra en una misma solución el camión y el equipamiento necesario para su aplicación. En esta nueva etapa, la oferta está enfocada en el segmento de construcción, e incluye dos mixer hormigoneros Scania P320 y Scania P350 SUPER, ambos en configuración B8x4, y dos camiones volcadores, Scania P 350 B8x4 XT SUPER y P 460 B8x4 XT SUPER.

El programa Vehículos Completos busca simplificar el proceso de adquisición y puesta en marcha para los clientes. En lugar de adquirir el camión y gestionar posteriormente y por separado su carrozado o equipamiento, Scania ofrece una unidad configurada para la tarea que debe realizar, combinando sus vehículos con equipamiento desarrollado por fabricantes especializados. De esta manera, el cliente accede a una solución lista para trabajar, cuenta con el respaldo de Scania desde el inicio de la operación y, además, tiene la posibilidad de financiar la unidad completa a través de Scania Credit Argentina, simplificando también el acceso al financiamiento.

"Con el relanzamiento de Vehículos Completos buscamos dar una respuesta concreta a las necesidades de nuestros clientes en operaciones que requieren robustez, disponibilidad y eficiencia. Nuestro diferencial es entender la aplicación y ofrecer una solución configurada para esa tarea, integrando el vehículo y su equipamiento con el respaldo de todo el ecosistema Scania. Así simplificamos el proceso para el cliente y lo acompañamos durante toda la vida útil de la unidad", señaló Mariano Estrada, director Comercial de Camiones de Scania Argentina.

Para el transporte de hormigón, la compañía ofrece el Scania P320 B8x4, equipado con motor DC09 de 320 HP y 1.600 Nm, transmisión automatizada Scania Opticruise de 12+2 marchas y toma de fuerza EK740F; y el Scania P350 B8x4 SUPER, equipado con el nuevo motor de 11 litros de 350 hp y 1.800 Nm, caja G25CH y transmisión Scania Opticruise de 14 marchas, con toma de fuerza ED10. Las unidades se combinan con una pera hormigonera INDUMIX de 10 m³ fabricada en acero resistente al desgaste y la abrasión. Su configuración incorpora frente Scania XT y sistemas de seguridad como EBS, ABS, Control de Tracción, Hill Start Aid y control de Estabilidad ESP.

La propuesta de camiones volcadores, destinada a trabajos de construcción, movimiento de suelo y minería liviana, está compuesta por el Scania P 350 B8x4 XT SUPER de 11 litros, con motor DC11 de 350 HP y 1.800 Nm, y el Scania P 460 B8x4 XT SUPER de 13 litros, equipado con motor DC13 de 460 HP y 2.500 Nm. Las unidades incorporan la caja G33CH, diferencial RBP835, toma de fuerza EG10, CRB y Retarder. El P 350 ofrece una carga útil de 31 toneladas, mientras que el P 460 alcanza las 35 toneladas, y las unidades pueden combinarse con cajas volcadoras desarrolladas por BACO, Sthal y RMB.

El relanzamiento de Vehículos Completos forma parte de la propuesta de Scania como proveedor de soluciones integrales de movilidad, que combina producto, servicios, tecnología y conectividad, mantenimiento, conocimiento técnico, capacitación y financiación. En ese marco, las unidades pueden conectarse al Sistema de Gestión de Flotas Scania, que permite monitorear en tiempo real información como consumo de combustible, emisiones, posición de la flota, estado del vehículo y evaluación del conductor. Estos datos contribuyen a optimizar la planificación de la operación y los tiempos de parada, y a maximizar el uso de los equipos.

A su vez, los clientes cuentan con el respaldo de los 28 puntos de servicio que Scania posee estratégicamente distribuidos en todo el territorio argentino, desde donde la compañía brinda mantenimiento, repuestos, capacitación para conductores y acuerdos adaptados a las necesidades de cada operación. La propuesta se complementa con Scania Assistance, disponible las 24 horas, los 365 días del año, para brindar asistencia ante inconvenientes en ruta.



NOVEDADES DEL **IAPG**

El IAPG participó en la ROG.e 2026 de Brasil

El Instituto Argentino del Petróleo y del Gas estuvo presente en una de las principales exposiciones de la industria energética brasileña, que reunió a empresas, especialistas y referentes del sector de distintos países.

Del 21 al 24 de septiembre, Río de Janeiro fue sede de ROG.e 2026 (Rio Oil & Gas Energy), una de las principales exposiciones de petróleo, gas y energía de Brasil. El encuentro, organizado por el Instituto Brasileño de Petróleo, Gas y Biocombustibles (IBP), se desarrolló en el centro de convenciones Riocentro y convocó a representantes de toda la cadena de valor de la industria.

El Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG) participó con un stand institucional, en el marco de sus acciones de vinculación con organizaciones, empresas y profesionales del sector energético internacional.

La presencia del Instituto constituyó una oportunidad para fortalecer los vínculos con referentes de la industria, intercambiar experiencias y explorar nuevas posibilidades de cooperación entre la Argentina, Brasil y otros países participantes.

En este contexto, Vaca Muerta ocupa un lugar cada vez más relevante en la agenda energética regional, tanto por el crecimiento de la producción argentina de hidrocarburos como por las oportunidades de integración con países vecinos. En particular, Brasil representa un mercado estratégico para el gas argentino, lo que abre nuevas perspectivas de cooperación comercial, tecnológica y de infraestructura entre ambos países.

La edición 2026 de ROG.e reunió, según cifras de sus organizadores, 83.000 visitantes de 77 países y más de 670 expositores. Su programa incluyó conferencias estratégicas, presentaciones de trabajos técnicos y espacios de negocios e innovación.

La agenda abordó temas como la seguridad energética, el desarrollo del gas natural, la exploración y producción de hidrocarburos, la transformación digital, la descarbonización y las nuevas tecnologías aplicadas a la industria.

La participación del IAPG en este encuentro forma parte de su proyección internacional y de su compromiso con la generación de espacios de intercambio técnico e institucional que contribuyan al desarrollo de la industria del petróleo y del gas.

NOVEDADES DESDE **HOUSTON**

Liberando el potencial de Vaca Muerta al mundo

El 3 de septiembre de 2026, Houston se convirtió en punto de encuentro para una amplia conversación sobre el futuro energético de la Argentina, en el marco de la quinta edición de Shale in Argentina, organizada conjuntamente por IAPG Houston y el IAPG en The Post Oak Hotel.

El evento reunió a autoridades gubernamentales, líderes de la industria, inversores, compañías de servicios y otros actores del sector para analizar el notable crecimiento de Vaca Muerta, su próxima etapa de desarrollo y las oportunidades y desafíos que se presentan hacia adelante.



La conversación

A lo largo de la jornada, los distintos espacios abordaron múltiples aspectos vinculados con el desarrollo de Vaca Muerta, desde las operaciones de upstream y los servicios petroleros hasta la infraestructura, las comunidades locales, el GNL, los líquidos del gas natural (NGL), las exportaciones, las inversiones y el acceso a los mercados energéticos globales.

Las conversaciones pusieron de relieve tanto los avances alcanzados hasta el momento como el trabajo que aún será necesario para acompañar el desarrollo sostenido de los recursos no convencionales de la Argentina.

Tuvimos el honor de recibir a Alec (Alejandro) Oxenford, embajador de la República Argentina en los Estados Unidos; María Tettamanti, secretaria de Energía de la Nación; Rolando Figueroa, gobernador de la provincia del Neuquén; Mariano Gaido, intendente de Neuquén; y Claudio Larraza, intendente de Plaza Huincul.

El programa contó además con la participación de destacados referentes de la industria, entre ellos Horacio Marín, presidente y CEO de YPF; Gerbert Schoonman, presidente de Shale and Tight de Chevron; Andrés



Weissfeld, de S&P Global Energy; y Ernesto López Anadón, presidente del IAPG.

La presidenta de IAPG Houston, Carola Rawson, estuvo a cargo de la apertura del evento y dio inicio a una jornada de diálogo sustantivo a lo largo de toda la cadena de valor de Vaca Muerta.

Los paneles y las presentaciones principales reunieron las perspectivas de operadoras, compañías de servicios, proveedores de infraestructura y otros protagonistas del sector energético argentino, con especial foco en los aspectos necesarios para transformar el potencial de los recursos de Vaca Muerta en un crecimiento sostenido y en un mayor acceso a los mercados internacionales.



Nuestra comunidad

Un reconocimiento especial a los actuales y exbecarios de IAPG Houston, que colaboraron con el evento a lo largo de toda la jornada. Su participación contribuyó al fuerte sentido de comunidad que se ha convertido en una parte fundamental de las actividades de IAPG Houston.

También expresamos nuestro agradecimiento al Consulado Argentino en Houston por su respaldo oficial a Shale in Argentina 2026 y por su continuo apoyo a la comunidad de IAPG Houston.

