

PETROTECNIA

Revista del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas | ISSN 0031-6598 - AÑO LXIII - 2 | 2023

Vaca Muerta: una visión geológica a fondo

2 / 2023

Petrotecnia - Revista del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas. • Año LXIII N° 2



Media sponsor de:



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



Este número nos encuentra en una situación especialmente conmovedora, estamos inaugurando la 14ª edición de la Argentina Oil & Gas Expo, la más importante de la industria de la energía en el nivel regional, que organiza el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas.

Este evento, que realizamos cada dos años y que debimos pausar durante la pandemia, es una oportunidad única para mostrar los alcances y los desafíos de nuestra industria, así como las nuevas tecnologías para los desarrollos recientes.

La Argentina vive momentos históricos con todo tipo de desafíos, y es en la AOG Expo 2023 donde los protagonistas de la industria vendrán a mostrar en qué punto estamos.

El evento contará con 35.000 m² a lo largo de tres pabellones donde unas 320 empresas expondrán sus marcas. Al igual que en ediciones anteriores, esperamos la presencia de más de 20.000 visitantes. Entre ellos, profesionales y empresas provenientes de América del Sur, América del Norte, Europa y Asia. Por lo cual se convierte en un excelente evento para compartir las ideas acerca del futuro y tender redes de negocios entre las principales compañías operadoras y los proveedores.

A través del diario de la AOG y de nuestro canal (el AOG Channel) con estudio de televisión dentro de la muestra, contaremos todas las novedades que se desarrollen durante esta intensísima semana.

Al mismo tiempo, el aspecto académico estará representado en otros dos pabellones del predio ferial, enteramente destinados a las actividades del 5° Congreso Latinoamericano y 7° Nacional de Seguridad, Salud Ocupacional y Ambiente. En ese ámbito, para los profesionales se tratarán temas, como la seguridad e higiene, la eficiencia energética, los factores psicosociales de la salud ocupacional y la sustentabilidad; todos aspectos de enorme actualidad para la industria.

Previo a la inauguración, la Comisión de Jóvenes Profesionales organizará la séptima edición de su jornada JOG, Jóvenes Oil & Gas, con charlas inspiradoras sobre los temas que interesan a los jóvenes profesionales del sector y a los estudiantes avanzados.

Además, ofreceremos un ciclo de charlas de CEOs, donde los principales actores de las empresas más importantes del sector nos contarán sus desafíos y planes; y una serie de conferencias sobre Diversidad, Equidad e Inclusión; Sustentabilidad, Compliance y Recursos Humanos. Ámbitos que cada vez se destacan más en las agendas de todas las empresas y profesionales del sector.

Esperamos que la AOG Expo 2023, el 5° Congreso Latinoamericano y 7° Nacional de Seguridad, Salud Ocupacional y Ambiente ofrezcan días llenos de actividades y novedades. Tenemos el firme propósito de generar, una vez más, un encuentro clave e imprescindible para el desarrollo de contactos entre técnicos y profesionales, directivos de empresas y todo aquel interesado o participe de las actividades de nuestra industria, analizando tendencias, conociendo nuevas tecnologías y proyectos como así también proveedores de bienes y servicios.

Para el siguiente número la intensidad no baja: anticiparemos lo que sucederá en noviembre durante el 8° Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas, uno de los más importantes que realiza periódicamente el IAPG y que promete ser antológico.

¡Bienvenidos y hasta el próximo número!

Ernesto A. López Anadón



Tema de tapa

Vaca Muerta: una visión geológica a fondo

Por Juan Tavella (JT Reservorios), Javier Carrero (consultor), David Epelboim (Geoinfo), Sigfrido Nielsen (Geoinfo), Federico Späth (YPF - coordinador), Hugo Aguirre (Shell Argentina), José Luis Capuano (Capex), Gabriel Chao (TotalEnergies), Tomás D'Biassi (YPF), Victoria Lazzari (Phoenix Global Resources), Diego Lenge (Oilstone), Enzo Luna Carabajal (Pampa Energía), Juan Quiroga (Vista Energy), Ezequiel Valeff (Tecpetrol), María Dolores Vallejo (Chevron Argentina), Luis Vernengo (PanAmerican Energy) y Emilse Zunino (Pluspetrol)

Este estudio complementa el presentado en Conexplo 2014 y se apoya en la información aportada por 12 compañías operadoras.

Estadísticas

07 Los números del petróleo y del gas

Tema de tapa

08 "Un trabajo que mejoró el grado de entendimiento regional"

Por Federico Späth (Presidente de la Comisión de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos del IAPG)

La transecta sigue siendo uno de los grandes éxitos del trabajo en común de las principales operadoras de la región..

10 Estudio regional para la evaluación de la formación Vaca Muerta: generación de transecta geofísica

Integración con estudio geomecánico e interpretación secuencial semiautomática. Exposición mural de gigantografía Neuquén, cuenca Neuquina



32 Transecta geomecánica de la formación Vaca Muerta. Un nuevo proyecto de cooperación

Por Agustín Sosa Massaro (Pluspetrol); Marcelo Frydman (Phoenix Global Resources); Ezequiel Lombardo (Chevron Argentina); Axel Canatelli (TotalEnergies); Jorge Argüello, Teresa De Barrio y Denis Marchal (Pampa Energía); Claudia Terán y Damián Hryb y Elnor Díaz (YPF); Leonardo Cruz (Equinor); Martín Paris (Consultor); y Alejandro Nawratill (Capsa Capex)

Este trabajo geomecánico fue realizado en conjunto por las empresas que operan en Vaca Muerta. Completa el trabajo iniciado en 2016.

Trabajo seleccionado sobre tema de Geomecánica del 11° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos del IAPG.

54 Monitoreo microsísmico de superficie durante la fractura hidráulica de dos pozos horizontales en la formación Vaca Muerta

Por Carolina Crovetto, Juan Moirano, Luis Vernengo, Maximiliano García Torrejón, Marcelo Pellicer (Pan American Energy)

El monitoreo microsísmico es una herramienta muy útil para evaluar la fractura hidráulica en pozos, especialmente en perforación horizontal en yacimientos no convencionales.

Trabajo seleccionado del Simposio de Microsísmica y Sísmica Pasiva del 11° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos del IAPG.

66 Desarrollo *multilanding* de la formación Vaca Muerta en el yacimiento La Amarga Chica, cuenca Neuquina. Experiencias, lecciones aprendidas y desafíos

Por Franco Vittore, Gastón Manestar, Gustavo Flores Montilla, Carolina Bernhardt, Tamara Mobilio, Julia Bouhier, Camila Fraga, Florencia Rincón, Héctor



Biglia y Gerardo Silva (YPF); Safwan Nadzri y Zarif Alwi (Petronas)

Este trabajo presenta estudios de caso de desarrollo de *multilandings* con muchos niveles de navegación por plataforma, lecciones aprendidas, riesgos y medidas de mitigación adoptadas en La Amarga Chica, un play no convencional en el centro-este de la provincia de Neuquén.

Trabajo seleccionado sobre el tema Desarrollo de Vaca Muerta del 11° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos del IAPG.

el proyecto de perforación que tiene como objetivo la sección basal del *shale* de Vaca Muerta.

Trabajo seleccionado del tema de Geología estructural del 11° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos del IAPG.

76 Caracterización integral a escala de cuenca de la formación Vaca Muerta como reservorio no convencional

Por Silvana Utgé, Fabián Domínguez, Martín Fasola, Cintia Ponce, Carolina Bernhardt, Guillermina Sagasti (YPF)

El objetivo de este trabajo es presentar un modelo a escala de cuenca regional, basado en un esquema cronoestratigráfico detallado, sobre el cual se mapearon diferentes propiedades clave de rocas y fluidos, en un área de estudio de 20.000 km² que cubre la mayor parte del play Vaca Muerta.

Trabajo seleccionado del tema de Exploración y Sistemas Petroleros del 11° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos del IAPG.

90 Caracterización morfológica y estructural de una megaestructura de tipo MTD (*mass-transport deposits*) de escala sísmica en el sistema Vaca Muerta - Quintuco, cuenca Neuquina

Por Denis Marchal, Federico Sattler, Claudio Naidés, Teresa De Barrio, Marcelo Menchi y Walter Romera (Pampa Energía) y Joaquín Moreno (Pampa Energía - Consultor)

La caracterización de los diferentes tipos de estructura, así como la estimación de la intensidad de la deformación asociada, permiten dibujar un mapa de riesgo operativo asociado a la MTD para

Nota técnica

108 Hacia un sistema inteligente de etiquetado en eficiencia energética

Por Braian Jullier, Roberto Prieto y Salvador Gil (Universidad Nacional de San Martín - UNSAM) e Italo Bove Vanzulli (Universidad de la República, Uruguay, UDELAR)

Estas etiquetas son una de las herramientas de mayor potencialidad para reducir los consumos energéticos, mitigar las emisiones de carbono, mejorar la seguridad energética y ampliar la inclusión.

116 Transformación digital en la industria energética

Por Eduardo Zanardi (NTT Data)

Estamos viviendo una era en la que se gesta una transformación profunda en todas las empresas a lo largo y ancho de la economía. La industria energética no es la excepción y deberá adaptarse a esta nueva ola de cambios.

Actividades

124 Congresos y jornadas

Los próximos meses, además de las numerosas convocatorias *online* realizadas por las comisiones del IAPG, se suma un gran número de eventos presenciales. Ofreceremos eventos en ambas modalidades y con idéntica vocación de generar los más completos y calificados seminarios, *workshops*, jornadas y congresos.

Staff

Director: Ernesto A. López Anadón

Editor general: Martín L. Kaindl

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

Asistentes del Departamento de Comunicaciones y Publicaciones:

Mirta Gómez y Romina Schommer

Departamento Comercial: Daniela Calzetti y Graciela Nubile

publicidad@petrotecnia.com.ar

Estadísticas: Roberto López – Mayra Pollano

Comisión de Publicaciones

Presidente: Eduardo Fernández

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

Carlos Casares, Martín L. Kaindl, Alberto Khatchikian, Guisela Masarik,

Vicente Serra Marchese, Gabino Velasco

Diseño, diagramación y producción gráfica integral

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

PETROTECNIA se edita los meses de marzo, junio, agosto y noviembre, y es gratuita para las empresas relacionadas con las industrias del petróleo y del gas asociadas al **Instituto Argentino del Petróleo y del Gas** y a sus asociados personales.

Año LXIII N° 2 - 2023

ISSN 0031-6598

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

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

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



Premio Apta-Rizzuto

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

Comisión Directiva 2021-2023

Cargo

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

Revisor de cuentas titular

Revisor de cuentas suplente

Empresa

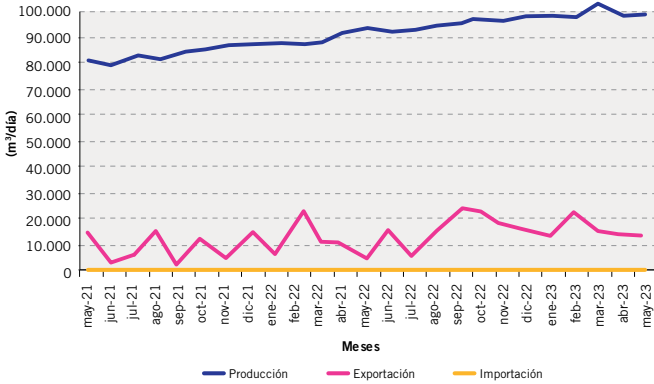
SOCIO PERSONAL
YPF S.A.
SHELL ARGENTINA
RAIZEN
TGS
BAKER HUGES
PECOM SERVICIOS PETROLEROS
TENARIS -SIDERCA
PAN AMERICAN ENERGY
EXXON ARGENTINA
TOTAL AUSTRAL S.A.
CHEVRON
TECPETROL
TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE (TGN)
NATURGY (Gas Natural Fenosa)
PAMPA ENERGÍA
WINTERSHALL
PLUSPETROL
METROGAS
CAMUZZI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

Titular

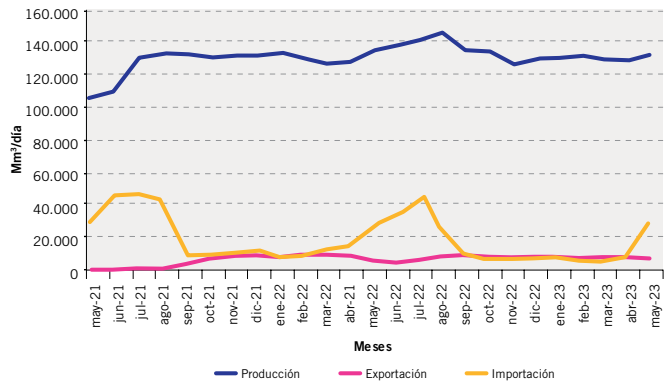
Ernesto López Anadón
Gonzalo Martín López Nardone
Verónica Stanisic
Teofilo Lacroze
Oscar José Sardi
Carlos Alberto Henning
Jorge Javier Gremes Cordero
Diego Ariel Schabes
Rodolfo Eduardo Berisso
Matías Domingo Szapiro
Dra. María Gabriela Roselló Warren
Ricardo Lorenzo Seeber
Pablo Carlos Ledesma
Iván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

LOS NÚMEROS DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

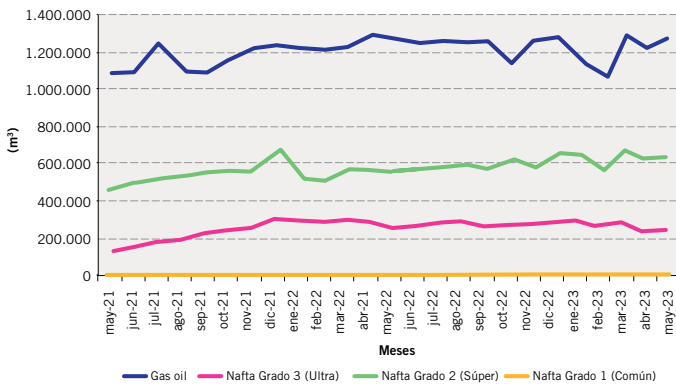
Producción de petróleo *versus* importación y exportación



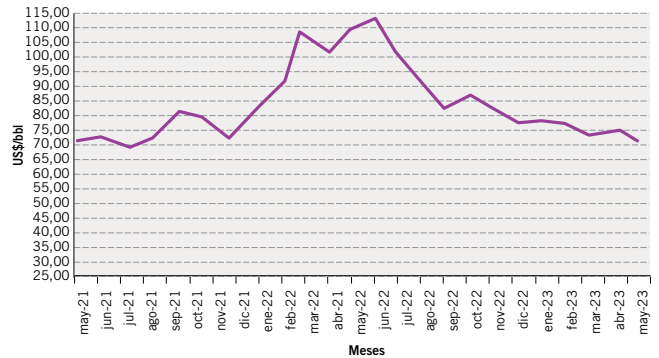
Producción de gas natural *versus* importación y exportación



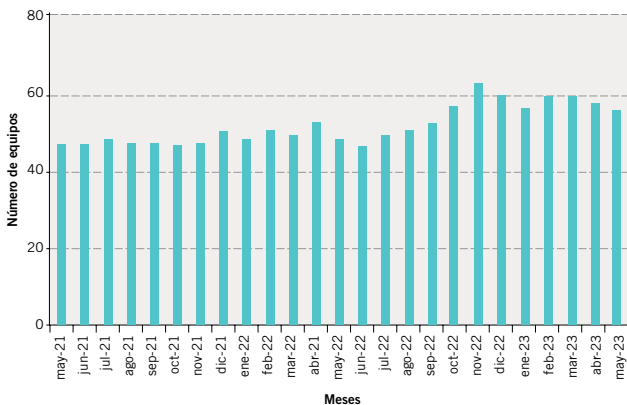
Ventas de los principales productos



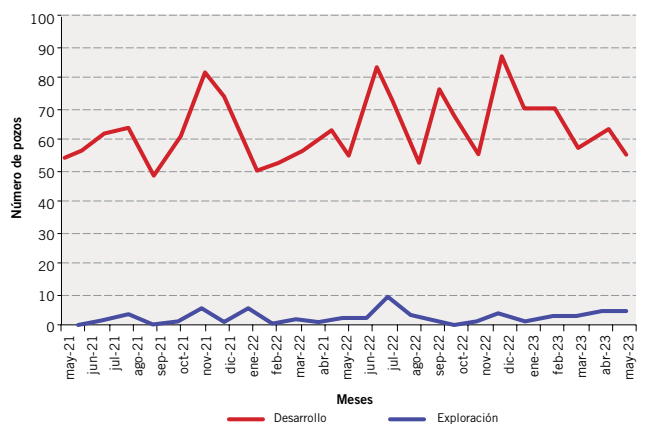
Precio del petróleo de referencia WTI



Cantidad de equipos en perforación



Pozos perforados



“Un trabajo que mejoró el grado de entendimiento regional”

Por **Federico Späth** (Presidente de la Comisión de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos del IAPG)

La producción de hidrocarburos, en la Argentina, en la última década ha sido marcada por la exploración y el desarrollo de la formación Vaca Muerta. Este reservorio no convencional produce actualmente más del 40% del gas y petróleo del país. Valores que se espera que aumenten en los próximos años junto con un incremento de la actividad exploratoria y de desarrollo.

Uno de los factores claves para la explotación de Vaca Muerta es la identificación de las zonas ricas en contenido orgánico, así como de los niveles con propiedades mecánicas que permiten una mayor eficiencia al momento de realizar estimulación hidráulica.

En ese contexto, con el objetivo de lograr un mayor

La transecta sigue siendo uno de los grandes éxitos del trabajo en común de las principales operadoras de la región.

entendimiento regional de las propiedades mecánicas y de reservorio de Vaca Muerta, se realizó el trabajo de caracterización sísmica.

Este estudio colaborativo representa un hito, ya que implicó el procesamiento de manera conjunta de información sísmica y de pozos a lo largo de 350 km en la cuenca Neuquina, y atravesó bloques operados por más de diez compañías.

La interpretación de la sísmica y su integración con la información de múltiples pozos permitió calcular propiedades petrofísicas y geomecánicas, además de realizar la clasificación de sismofacies y hacer una reconstrucción estratigráfica paleoambiental.



Este trabajo fue expuesto en el 11° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (Conexplor 22) en forma de gigantografía, póster y presentación oral) y complementó la interpretación sísmo estratigráfica y unificación de nomenclatura presentada en Conexplor 22.

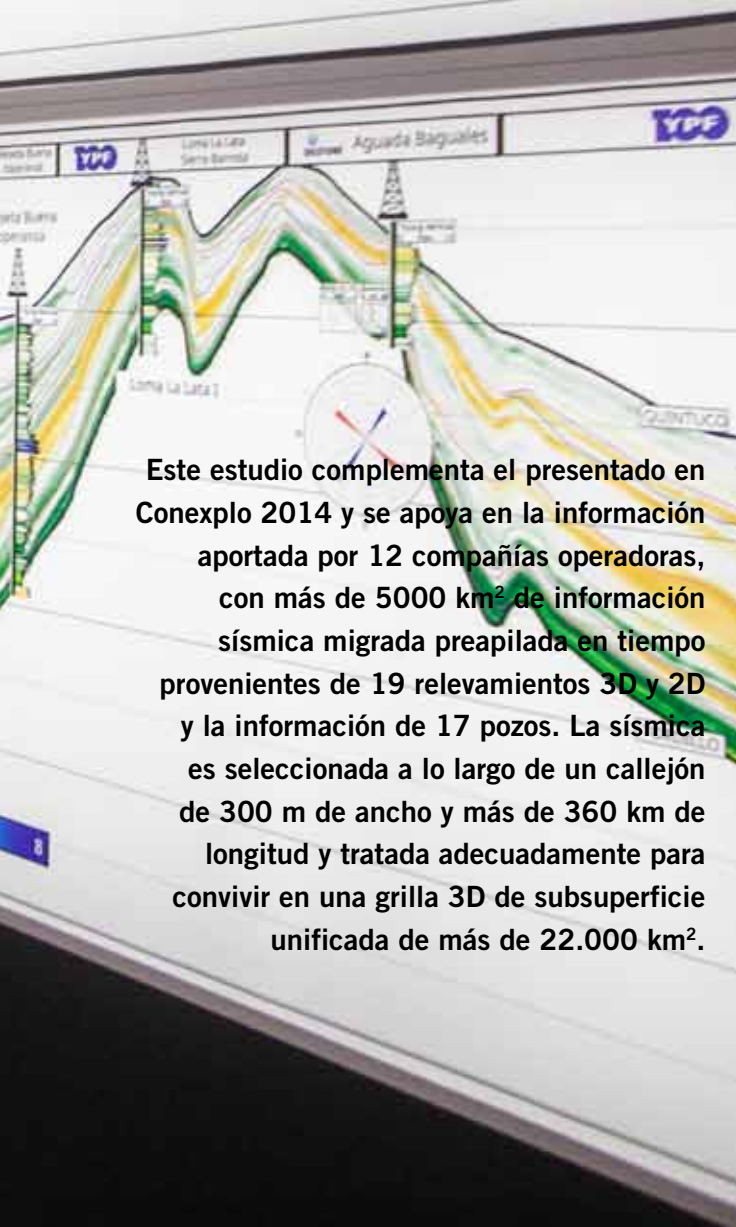
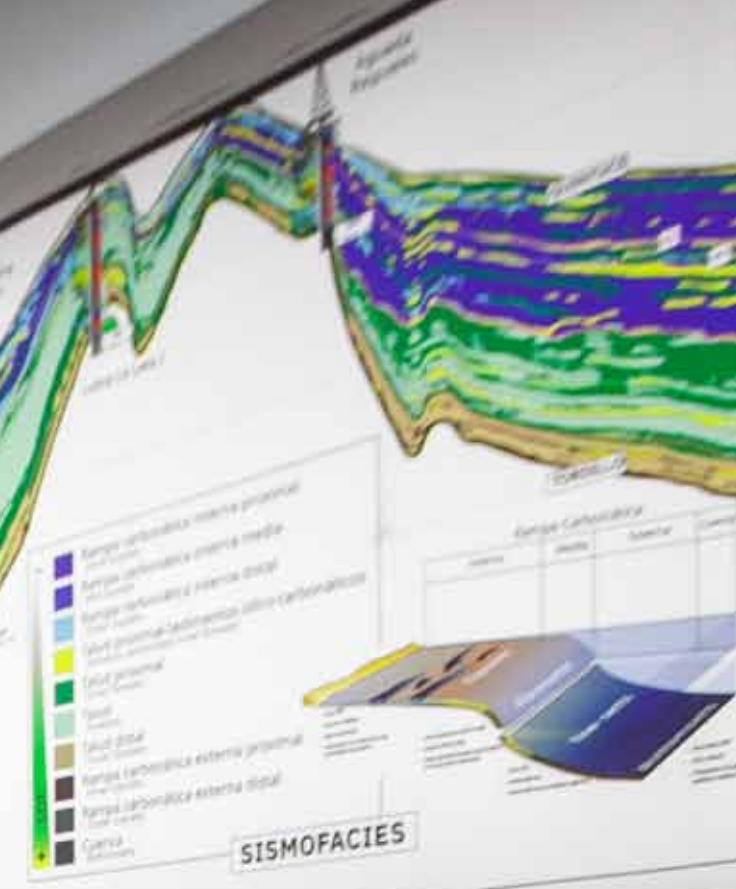
El producto final del trabajo abordado en conjunto entre múltiples compañías mejoró el grado de entendimiento regional de la formación y alienta a realizar trabajos análogos para otros objetivos y cuencas.



Estudio regional para la evaluación de la formación Vaca Muerta: generación de transecta geofísica

Integración con estudio geomecánico e interpretación secuencial semiautomática. Exposición mural de gigantografía Neuquén, cuenca Neuquina

Por Juan Tavella (JT Reservoirios), Javier Carrero (consultor), David Epelboim (Geoinfo), Sigfrido Nielsen (Geoinfo), Federico Späth (YPF - coordinador), Hugo Aguirre (Shell Argentina), José Luis Capuano (Capex), Gabriel Chao (TotalEnergies), Tomás D'Biassi (YPF), Victoria Lazzari (Phoenix Global Resources), Diego Lenge (Oilstone), Enzo Luña Carabajal (Pampa Energía), Juan Quiroga (Vista Energy), Neptalí Requena (Tecpetrol), María Dolores Vallejo (Chevron Argentina), Luis Vernengo (PanAmerican Energy) y Emilse Zunino (Pluspetrol)



Este estudio complementa el presentado en Conexplo 2014 y se apoya en la información aportada por 12 compañías operadoras, con más de 5000 km² de información sísmica migrada preapilada en tiempo provenientes de 19 relevamientos 3D y 2D y la información de 17 pozos. La sísmica es seleccionada a lo largo de un callejón de 300 m de ancho y más de 360 km de longitud y tratada adecuadamente para convivir en una grilla 3D de subsuperficie unificada de más de 22.000 km².

Ubicación del proyecto

El yacimiento no convencional asociado a la formación Vaca Muerta del Jurásico Superior de la cuenca Neuquina abarca una extensión de 36.000 km² en las provincias de Neuquén, Mendoza, Río Negro y La Pampa. Este estudio se basó en un perfil regional de orientación preferencial norte-sur, que se extiende desde el flanco norte del alto estructural conocido como Dorsal de Huincul, dirigiéndose hacia el norte para atravesar buena parte de la zona de máximo potencial de la formación. Luego de atravesar otro alto: el Dorso de los Chihuidos, remata cerca del límite entre las provincias de Neuquén y Mendoza, donde la formación pierde desarrollo e interés económico (Figura 1).

Introducción

En el desarrollo de los no convencionales a nivel mundial ha sido de mucha importancia la definición de nuevos flujos de trabajo para la caracterización y la definición de la estrategia de desarrollo de los campos. Factores como la geoquímica y geomecánica han tomado mayor protagonismo en la estimación del comportamiento de producción esperado de los pozos. Ya no solo es importante encontrar zonas ricas en hidrocarburo, sino también identificar los niveles con mayor eficiencia en el proceso de fracturación hidráulica, necesaria dada la baja permeabilidad primaria de la formación. Es decir, el reservorio como tal no producirá sin una correcta operación de estimulación por más que se tengan las condiciones geológicas y petrofísicas de mayor prospectividad en la zona. Aunque este trabajo no tiene por objetivo directo la evaluación de un área específica para definición de locaciones, igualmente se beneficia de la experiencia adquirida en los últimos 15 años en el desarrollo de los flujos de trabajo mencionados.

El estudio, que se complementaría con el realizado en 2014 y presentado en CONEXPLO 2014 (González *et al.*, 2016), se apoya en el aporte de la información de 12 compañías operadoras, actores principales en la historia reciente del desarrollo de la formación: se recibieron más de 5000 km² de información sísmica migrada preapilado en tiempo provenientes de 19 relevamientos 3D y 2D y la información de 17 pozos. La sísmica será seleccionada a lo largo de un callejón de 300 m de ancho y más de 360 km de longitud y tratada adecuadamente para convivir en una grilla 3D de subsuperficie unificada de más de 22.000 km².

La estrategia de procesamiento adoptada es audaz: hacer un merge preapilado, pero postmigración. Es decir, se intentará contar con buena parte de los beneficios de un merge desde disparos: tener un conjunto consistente capaz de oficiar de entrada a procesos de caracterización preapilado. Pero se evitará un trabajo que estaría totalmente fuera de escala con relación a los objetivos regionales planteados. La imposibilidad de hacer deconvolución y compensación de amplitudes preapilado consistentes en superficie obliga a poner mucho énfasis en el tratamiento de las sumas parciales de ángulo: conformación espectral, ecualización de amplitudes y un inno-

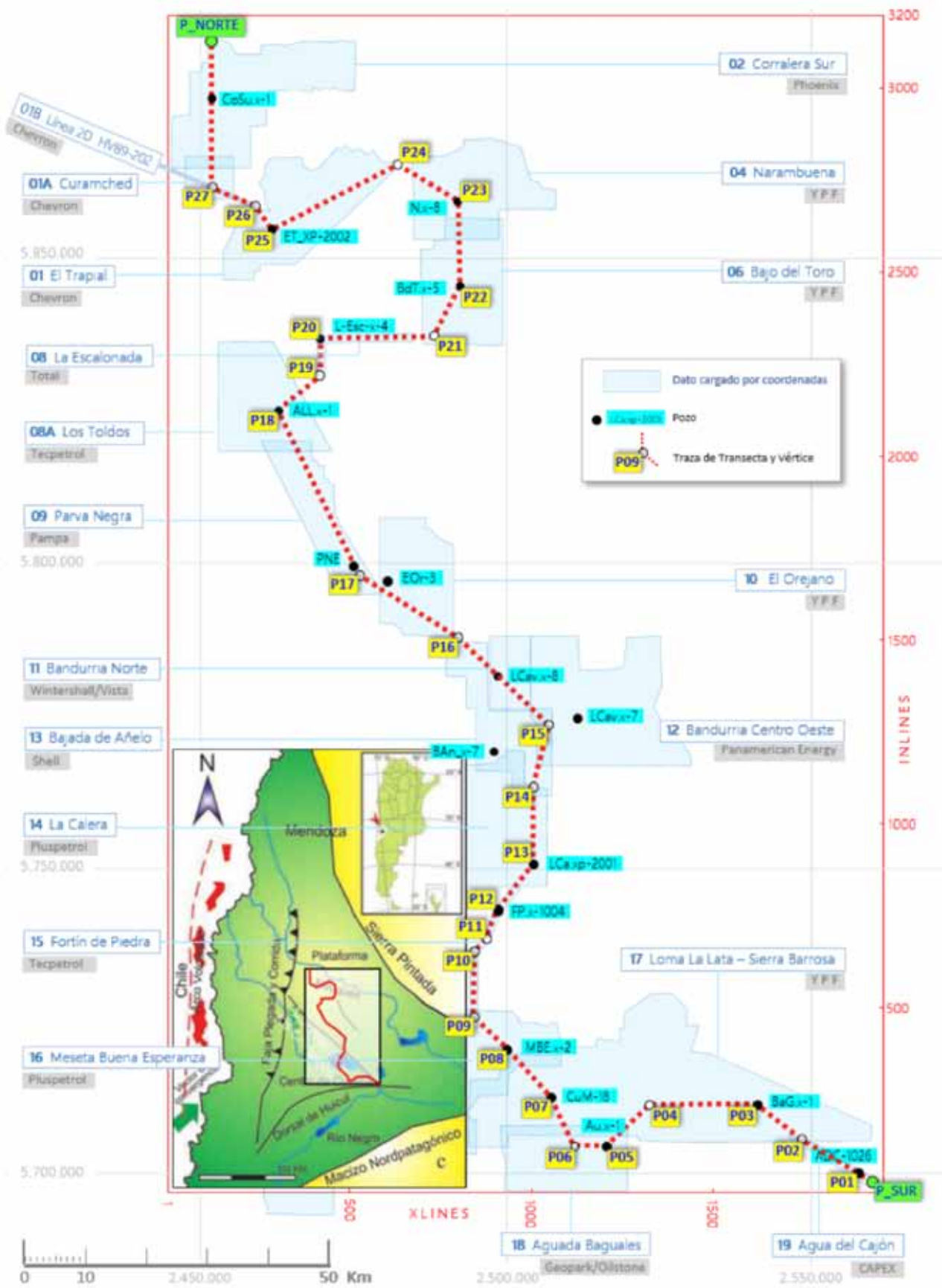


Figura 1. Mapa de ubicación del proyecto (Modificado de Sánchez *et al.*, 2004). Mapa base (Sísmica y Pozo).

vador tratamiento de amplitud preapilado “AVO compliant” con máximo control de pozo, se constituyeron en actores principales.

Ya en las etapas de caracterización e integración, la información de los pozos, previamente editada y normalizada, se usará para generar un juego de electrofacies, clave para dar sentido a las sismofacies y estimación del carbono orgánico total. Se aprovecharán los resultados del trabajo de procesamiento para hacer una inversión preapilado, que se complementará con las bondades de las redes neurales, todo ayudado por el abundante y bien distribuido set de puntos de control aportado por los pozos. Se estará en condiciones de predecir la impedancia S para aumentar el alcance de la caracterización. Así es como se podrán estimar parámetros clave para entender el comportamiento geomecánico de la formación e integrar los resultados al estudio de la transecta geomecánica elaborada en paralelo con este trabajo (Sosa Massaro *et al.*, 2022).

Se contará con el auxilio de herramientas de interpretación estratigráfica semiautomática (Qayyum *et al.* 2012, 2013), que permitirá definir superficies de alcance regio-

nal, techo y base del sistema Quintuco-Vaca Muerta y siete límites de secuencias. Estas últimas son fundamentales para delimitar unidades y clasificar en sismofacies.

En el terreno de la interpretación cuantitativa se confiará en las sismofacies, que controladas por las electrofacies, se espera que permitan identificar, propagar y mapear las condiciones del paleoambiente que, como es aceptado, controlan buena parte de las características que hoy exhibe la formación. Los resultados serán expuestos en la exhibición mural de gigantografía y posters en CONEXPLO 2022.

En la figura 2 se observa el flujo de trabajo diseñado para cumplir con los objetivos mencionados.

Información de pozos

Predicción del contenido orgánico total (COT)

Desde los estudios de las rocas madres en la exploración de las diversas cuencas en el mundo, se han desa-

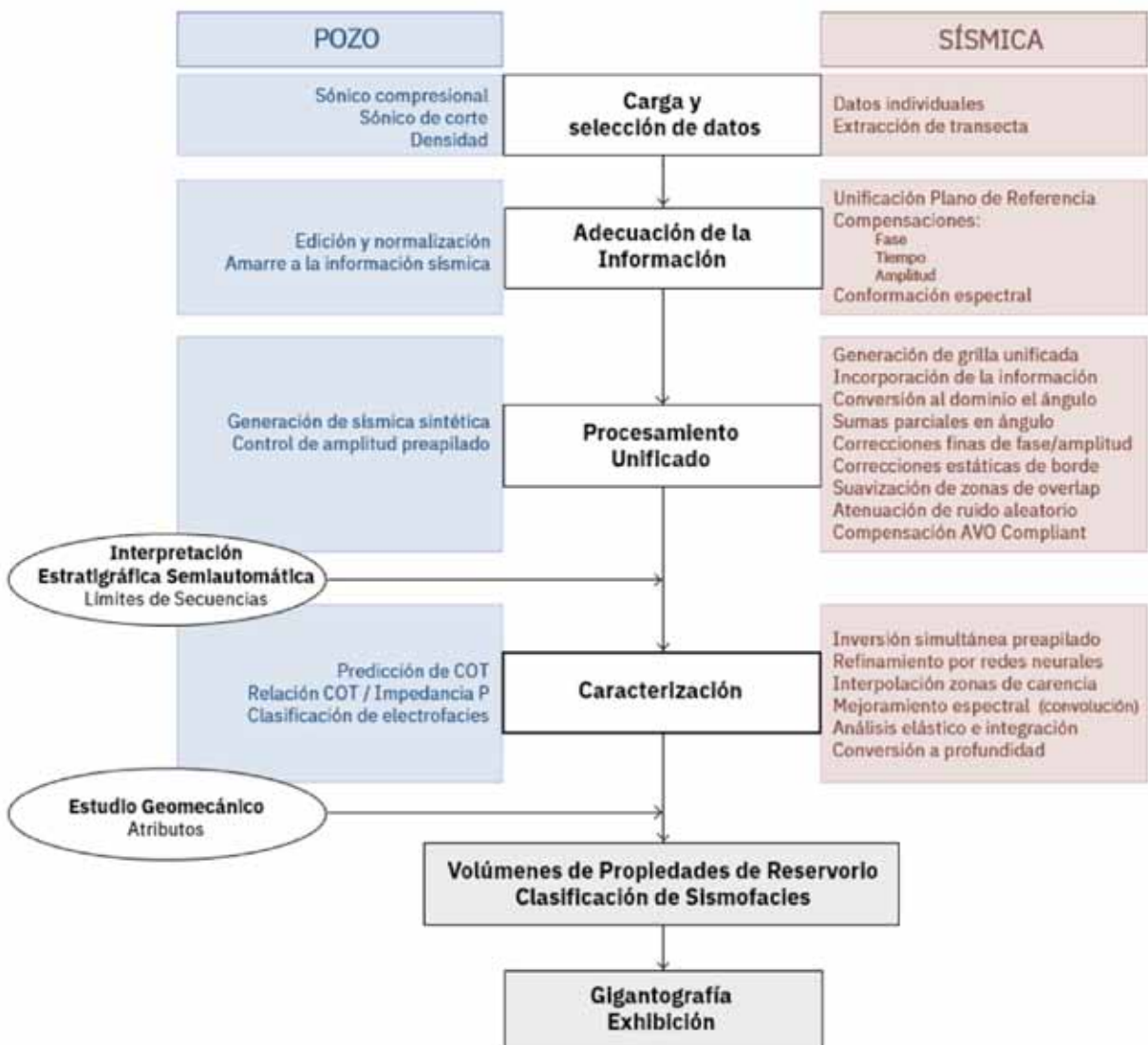


Figura 2. Flujo de trabajo.

rollado metodologías empíricas para la predicción del contenido de materia orgánica a partir de los registros de pozo. Este es el caso de Schmoker (1981) y Fertl y Rieke (1980) que emplean el registro de GR (rayos gamma) y GR espectral para establecer relaciones entre los valores de radiactividad y la materia orgánica. Dallenbach *et al.* (1983) combinan el uso del registro de GR con el tiempo de tránsito compresional para obtener un parámetro derivado que se relaciona linealmente con la riqueza en materia orgánica.

Por su parte, Schmoker (1979), Schmoker y Hester (1983) y Abdel-Rahman y Wali (1984) utilizan el registro de densidad para determinar la presencia de arcillas bituminosas.

Para la determinación de presencia de carbón y horizontes ricos en materia orgánica Rieke *et al.* (1980), Lawrence *et al.* (1984) y Herron (1986) emplearon herramientas del tipo carbono/oxígeno.

Nixon (1973), Meissner (1978), Mendelson (1985), Schmoker y Hester (1989) y Morel (1999) estudiaron el impacto que genera la presencia de materia orgánica sobre las lecturas de los perfiles resistivos, así como las distintas concentraciones producen variaciones en los registros.

Veiga y Orchueta (1989) a partir del uso combinado de los registros de GR, sísmico, radiactivos y eléctricos identificaron niveles generadores de hidrocarburos en la formación Vaca Muerta.

Carpentier *et al.* (1989) combinan el uso de las propiedades resistivas y de propagación de ondas en la estimación de la materia orgánica.

Passey *et al.* (1990) desarrollaron una metodología denominada "D log R" sobre la base del análisis de la respuesta que los registros de tiempo de tránsito compresional y resistividad exhiben frente a la presencia de materia orgánica.

Huang y Williamson (1996) utilizaron técnicas basadas en la aplicación de redes neuronales para la cuantificación de la materia orgánica a partir del uso combinado de registros de GR, tiempo de tránsito compresional y resistivos.

Cuervo *et al.* (2016) consigue una regresión múltiple entre los registros de densidad, sísmico y resistivo para la predicción de la totalidad del carbono orgánico (incluyendo hidrocarburo *in situ*) en la formación Vaca Muerta.

Para el análisis regional de la transecta se utilizaron los datos de laboratorio de materia orgánica de los pozos MBE.x-2, LCa.xp-2001, LCav.x-8 y ET.xp-2002, los cuales se encuentran distribuidos a lo largo de la sección en estudio, y se entrenó una red neural a partir de los registros Gamma ray, densidad, sísmico compresional y resistividad. De esta manera para cada uno de los pozos se pudo obtener una curva de COT (Figura 3).

Relación entre COT y la impedancia P

Para la predicción a lo largo de toda la transecta del contenido de materia orgánica, se buscó una relación cuadrática empírica general de tal forma que se pudiese realizar el cálculo a partir del atributo generado de la

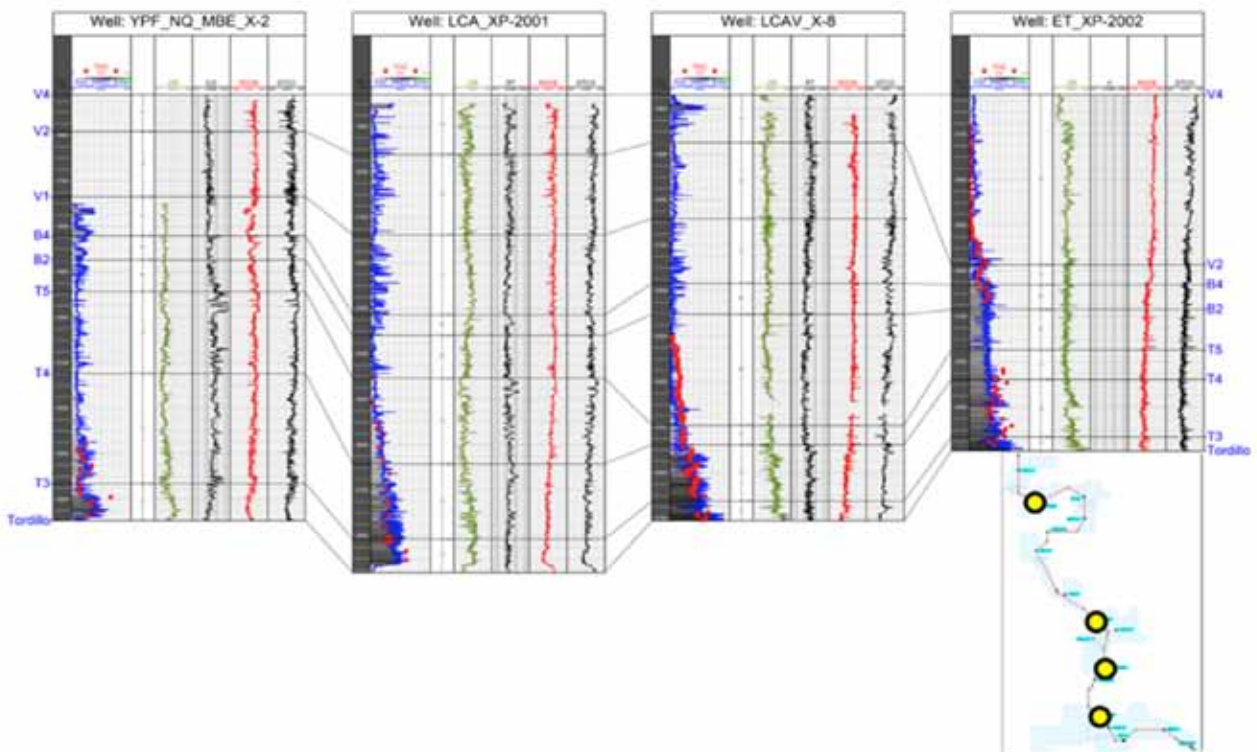


Figura. 3 Predicción y calibración del COT en los pozos que contaban con datos de laboratorio.

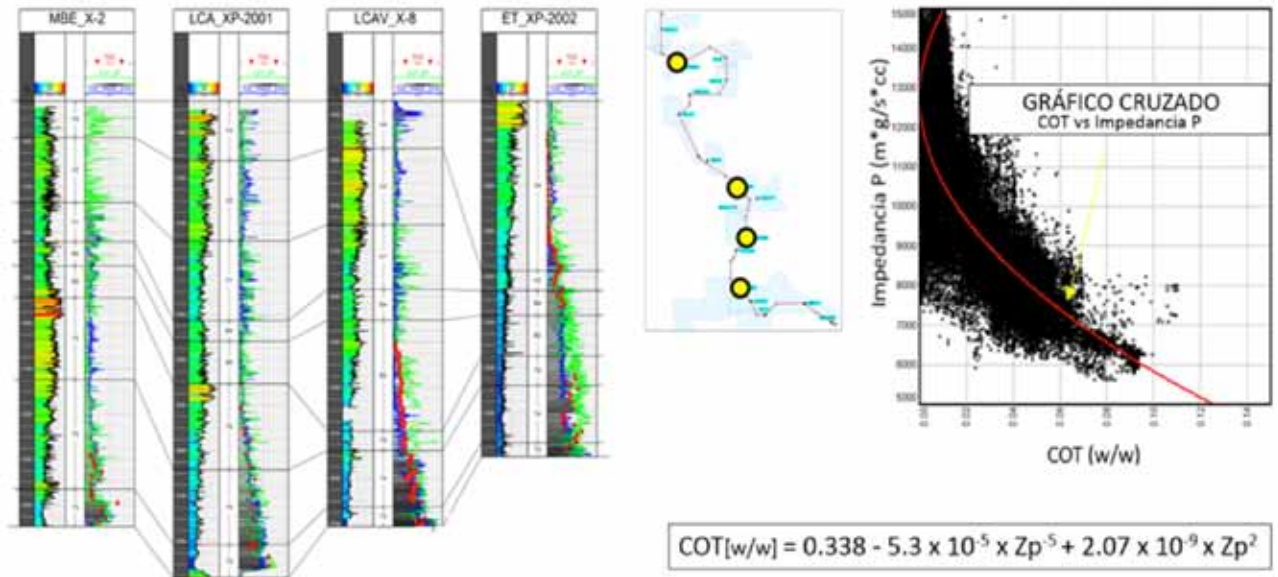


Figura 4. Relación entre carbono orgánico total (COT) y la impedancia P.

inversión sísmica. En la figura 4, en su parte derecha, se muestra el gráfico cruzado entre la Impedancia P y la predicción de COT de todos los pozos a lo largo de la transecta donde se obtuvo a relación empírica para luego extenderlo al dominio sísmico. En la parte izquierda, en la pista para cada pozo se ve, de izquierda a derecha: la impedancia y la comparación entre el COT de laboratorio (puntos rojos), la predicción del COT por redes neurales (curva azul) y el COT calculado a partir de la impedancia P según la relación empírica conseguida.

red neural a partir de los registros de densidad, la predicción de TOC, sónico compresional, gamma ray y resistividad. De acuerdo con las descripciones litológicas de la Formación Vaca Muerta y de los rangos de valores de los registros de la clasificación, se le asignó los nombres a cada facies. En la figura 6 se observa un corte con todos los pozos que muestra la correlación de las electrofacies con el COT.

Clasificación de electrofacies

Para la clasificación de electrofacies se realizó un análisis de clúster (Figura 5) para el entrenamiento de una

Procesamiento sísmico

La transecta se construyó a partir del aporte de 12 compañías operadoras que cedieron el uso de información sísmica preapilado y posapilado de 19 procedencias

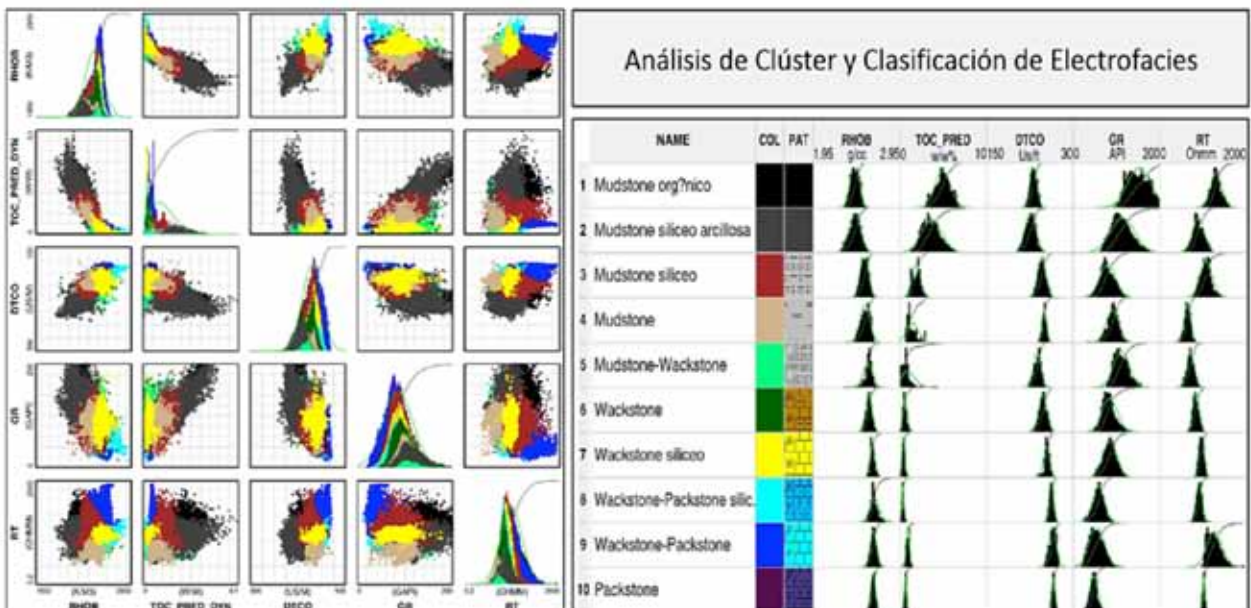


Figura 5. Análisis de clúster y clasificación de electrofacies a partir de la información de 15 pozos a lo largo de la transecta.

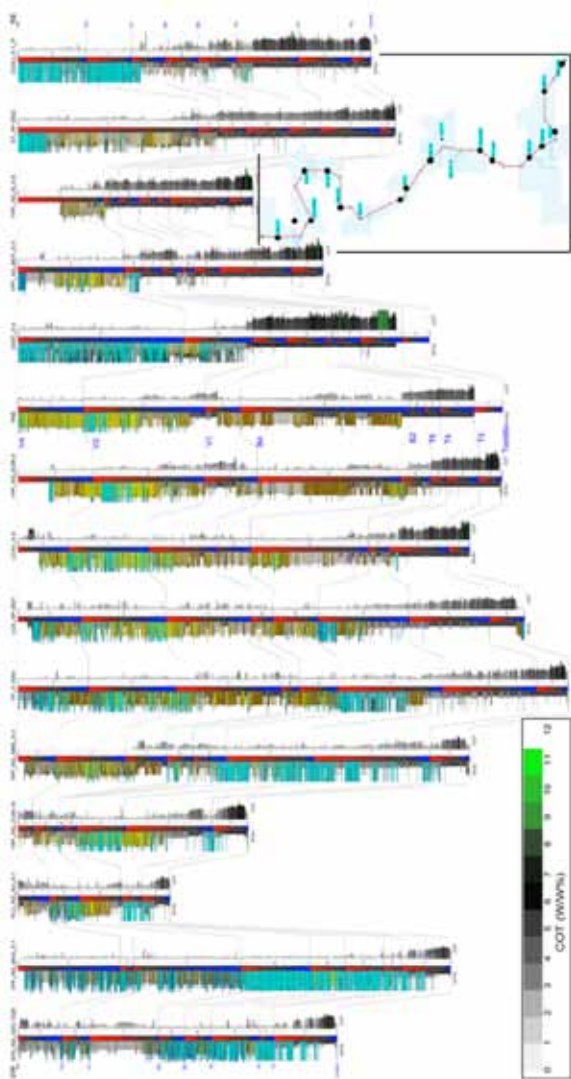


Figura 6. Correlación de las electrofacies y predicción de COT en los pozos a lo largo de la transecta.

diferentes, según el detalle de la tabla 1. Se completó con la información de los pozos, cuya ubicación se puede apreciar en el mapa de la figura 1, junto con los relevamientos sísmicos y la traza adoptada para la transecta.

Carga y selección de datos

La traza adoptada presenta tendencia general nortesur, aunque con varios quiebres para adaptarla al dato sísmico y de pozos con que se contaba. La traza se aprecia en el mapa de la figura 1 y su definición analítica por medio de sus vértices en la tabla 2.

Se cargó en forma individual e independiente cada conjunto de dato con sus propios parámetros geométricos. Luego, a partir de lo cargado, se procedió a seleccionar para todos los datos de una faja de 300 m de ancho alrededor de la traza adoptada, con el objetivo de permitir correr con eficiencia procesos multitraza.

Adecuación de la información

- Transposición a plano unificado de referenciación altimétrica

A cada conjunto se le aplicó una compensación estática de tiempo constante (igual valor para todas las trazas) calculado a partir de los valores nominales de plano de referencia y velocidad de reemplazo, con el objeto de referenciarlos a una superficie de 700 m de altitud respecto del nivel del mar. Los valores en tiempo aplicados a cada conjunto, así como la velocidad de reemplazo y plano original usados para el cálculo, se detallan en la tabla 1.

- Compensaciones

Se aplicaron correcciones de fase, salto en tiempo y amplitud, que se calcularon con base en los apilados de cada conjunto. Posteriormente, se separará el dato en tres sumas parciales de ángulo de incidencia y se refinarán las compensaciones a las sumas de ángulos medios, como se explica en el apartado “Procesamiento unificado”. A continuación, se presenta una breve explicación de cada compensación.

Fase

El objetivo es llevar toda la sísmica a una misma relación de fase, condición clave para los datos que tienen como destino fusionarse para, finalmente, constituirse en la entrada a la inversión de traza. Se llevó a cabo en dos etapas: la primera, basada en el modelo convolucional de la traza sísmica del apilado y, otra posterior, con los datos ya en la grilla unificada de carácter empírico, de ajuste fino, entre aquellos datos que mostraron todavía diferencias con sus vecinos. Esta última corrección se hizo sobre la base de las sumas de ángulo medio.

En este primer abordaje de la compensación por fase se confió en que el modelo convolucional, a través del amarre pozo-sísmica, proporcionara el valor medio de rotación fase a aplicar al dato para optimizar la correlación con el pozo. Si bien la estimación de la fase a partir de lo observado en un pozo tiene su debilidad, se consideró el procedimiento más sólido para abordar el problema. La segunda etapa optimizará la fase de algunos datos, a la vez que oficiará de control y revisión final. En la tabla 3 se pueden apreciar los valores de compensación de fase aplicados.

Tiempo

Al igual que para la fase, es deseable que los datos que deberán fusionarse en el procesamiento unificado exhiban concordancia en la posición temporal de los marcadores sísmicos en la zona de overlap o de aproximación. En el paso anterior se aplicaron compensaciones temporales en base a parámetros nominales para llevar a una referenciación común (700 m). Sin embargo, dado que cada conjunto fue procesado con distintos procedimientos para el cálculo de correcciones estáticas, es normal que persistan diferencias. Aunque de segundo orden, estas diferencias deben ser compensadas para garantizar los resultados en zonas de unión. Estas correcciones estáticas (un valor por conjunto) se determinaron por co-

COMPAÑÍA	ÁREA	SURVEY	CONFIGURACIÓN RECIBIDA						Aporte (m lineales)	Plano de Referencia (m snmm)	Velocidad de Reemplazo (m/s)	Tiempo de Conversión a Plano 700 (ms)	Celda de Origen (m)	Intervalo de Muestreo (ms)	
			Tipo	Cercano		Medio		Lejano							
				desde (grados)	hasta (grados)	desde (grados)	hasta (grados)	desde (grados)							hasta (grados)
CHEVRON	El Trapal	3D	Gathers Offset	Degradado a 2 sumas parciales de rangos 0-12 y 10-23 grados						30.7	850	2500	-120	25 x 25	2
CHEVRON	Curamched	3D	Gathers Offset	Degradado a 2 sumas parciales de rangos 0-12 y 10-23 grados						7.5	850	2500	-120	25 x 25	2
CHEVRON	Línea HV89-202	2D	Apilado	Se generaron las sumas parciales faltantes Medio y Lejano						8.6	Sin información Tiempo Empírico		-238	12.5	4
PHOENIX	Corralera Sur	3D	Gathers Offset	Degradado a 3 sumas parciales de rangos 0-12, 10-23 y 20-33 grados						21.5	1400	2500	-560	30 x 30	2
YPF	Narambuena	3D	Gathers Offset	Degradado a 3 sumas parciales de rangos 0-12, 10-23 y 20-33 grados						16.3	1000	3000	-200	25 x 25	2
YPF	Bajo del Toro	3D	Sumas Parciales	0	13	10	23	20	33	22.1	1200	2300	-435	30 x 30	2
TOTAL	La Escalonada	3D	Sumas Parciales	5	15	15	25	25	35	23.5	1300	2000	-600	20 x 20	2
TECPETROL	Los Toldos	3D	Gathers Offset	Degradado a 2 sumas parciales de rangos 0-12 y 10-23 grados						12.3	850	3750	-80	30 x 30	2
PAMPA	Parva Negra	3D	Gathers Offset	Degradado a 3 sumas parciales de rango 0-12, 10-23 y 20-33 grados						29.4	1000	3000	-200	20 x 20	2
YPF	El Orejano	3D	Gathers Offset	Degradado a 3 sumas parciales de rangos 0-12, 10-23 y 20-33 grados						14.7	650	3200	31	30 x 30	2
WINTERSHALL VISTA	Bandurria Norte	3D	Gathers Offset	Degradado a 3 sumas parciales de rangos 0-12, 10-23 y 20-33 grados						9.7	450	2300	217	30 x 30	2
PAE	Bandurria Centro	3D	Gathers Ángulo	Degradado a 3 sumas parciales de rangos 0-12, 10-23 y 20-33 grados						10.5	450	2300	217	30 x 30	2
SHELL	Bajada de Añelo	3D	Gathers Offset	Degradado a 3 sumas parciales de rangos 0-12, 10-23 y 20-33 grados						9.0	600	2500	80	15 x 15	2
PLUSPETROL	La Calera	3D	Gathers Offset	Degradado a 3 sumas parciales de rangos 0-12, 10-23 y 20-33 grados						17.6	600	2500	80	25 x 25	2
TECPETROL	Fortín de Piedra	3D	Sumas Parciales	0	12	12	24	26	36	24.9	700	3200	0	30 x 30	2
PLUSPETROL	Meseta Buena Esperanza	3D	Gathers Offset	Degradado a 3 sumas parciales de rangos 0-12, 10-23 y 20-33 grados						13.5	600	2500	80	30 x 30	2
YPF	Loma La Lata - La Barrosa	3D	Sumas Parciales	0	12	9	21	18	30	53.7	1000	3000	-200	30 x 30	2
GEOPARK OILSTONE	Aguada Baguales	3D	Gathers Offset	Degradado a 3 sumas parciales de rangos 0-12, 10-23 y 20-33 grados						12.0	600	2000	100	30 x 30	2
CAPEX	Agua del Cajón	3D	Gathers Ángulo	Extracción de 3 sumas parciales de rangos 0-12, 10-23 y 20-33 grados						15.8	300	2100	381	25 x 25	2

Tabla 1. Información Sísmica Recibida. Parámetros.

relación cruzada de las trazas de los apilados y elección de valores de compromiso. En una etapa posterior, ya en la grilla unificada, se aplicarán correcciones estáticas de borde y basculaciones para atacar las diferencias remanentes. Los valores de estática aplicadas a cada dato se observan en la tabla 3.

Amplitud

La amplitud global de un dato sísmico es totalmente relativa dependiendo de los procedimientos de escalado que la modifican arbitrariamente. Esto explica los niveles tan dispares de amplitud de los datos recibidos, que debieron ser compensados en una primera etapa aplicando un escalar a cada conjunto. Para estimarlos se calcularon factores inversamente proporcionales a la amplitud media de los apilados en la ventana Quintuco-Tordillo, representativa de la zona de interés. Para este fin se interpretaron en forma expeditiva versiones preliminares de los marcadores mencionados. La aplicación de estos factores multiplicativos llevó las amplitudes a valores compatibles en todos los datos. Posteriormente, una vez aplicada la conformación espectral, como se verá en "Procesamiento unificado", se calcularán ya con base en las sumas de ángulo medio, escalares más enfocados.

Adicionalmente, se aplicarán correcciones de amplitud de bordes en los datos que lo requirieron.

- Conformación espectral

Al igual que la fase, el espectro de amplitud debe guardar consistencia en los datos que se integrarán. Para compensar las diferencias naturales en contenido espectral, la estrategia adoptada consistió, primeramente, en una restricción a la banda pasante 12-45 hz por medio de la aplicación de un filtro de esquinas 8-12-45-55 hz. Posteriormente, para compensar bandas de frecuencia decaídas no se usó balanceo espectral formal, sino que se hicieron refuerzos puntuales para lograr un espectro razonablemente plano dentro de la banda pasante.

En la parte izquierda de la figura 7 están los espectros de los 19 datos recibidos después de aplicado el filtro pasabanda. En color se destacan solo aquellos siete que exhibieron apartamientos importantes de la condición plana dentro de la banda pasante. En la parte derecha se muestra como luce el gráfico luego de las compensaciones aplicadas a estos siete datos: el diseño de filtros pasabanda en las zonas de debilidad y posterior suma

Vértice	Coordenada X	Coordenada Y	INLINE	XLINE	Pozo	Dato
P_SUR	2560000	5698450	4	1926	NO	19 CAPEX Agua del Cajón
P01	2557562	5699914	26	1886	ADC-1026	19 CAPEX Agua del Cajón
P02	2548300	5705400	120	1731	NO	19 CAPEX Agua del Cajón / 17 YPF Loma La Lata-Sierra Barrosa
P03	2541145	5711101	215	1612	BaG.x-1	17 YPF Loma La Lata-Sierra Barrosa
P04	2523437	5711101	215	1317	NO	17 YPF Loma La Lata-Sierra Barrosa
P05	2516421	5704085	98	1200	Al.x-1	18 GEOPARK Aguada Baguales
P06	2511000	5704085	98	1110	NO	18 GEOPARK Aguada Baguales
P07	2507284	5712237	233	1048	CuM-18	17 YPF Loma La Lata-Sierra Barrosa
P08	2500122	5720284	368	928	MBE.x-2	16 PLUSPETROL Meseta Buena Esperanza
P09	2494665	5725500	455	837	NO	16 PLUSPETROL Meseta Buena Esperanza/15 TECPETROL Fortin de Piedra
P10	2494665	5735940	629	837	NO	15 TECPETROL Fortin de Piedra
P11	2496740	5738340	669	872	NO	15 TECPETROL Fortin de Piedra
P12	2498442	5742720	742	900	FP.x-1004	15 TECPETROL Fortin de Piedra
P13	2504444	5750590	873	1000	Lca.xp-2001	14 PLUSPETROL La Calera
P14	2504444	5763000	1080	1000	NO	13 SHELL Bajada de Añelo
P15	2506846	5773083	1248	1040	NO	13 SHELL Bajada de Añelo/12 Bandurria Centro Oeste Panamerican Energy
P16	2492103	5787515	1488	795	NO	13 SHELL Bajada de Añelo
P17	2475858	5797681	1658	524	NO	09 Pampa Parva Negra
P18	2462599	5824748	2109	303	ALL_X-1	08A TECPETROL Los Toldos
P19	2469342	5830598	2206	415	NO	08 TOTAL La Escalonada
P20	2469342	5836760	2309	415	NO	08 TOTAL La Escalonada
P21	2488000	5837258	2317	726	NO	05 Bajo del Toro YPF
P22	2492391	5845137	2448	799	BdT.x-5	05 Bajo del Toro YPF
P23	2492097	5858897	2678	794	NL.x-8	04 Narambuena YPF
P24	2482272	5865177	2782	631	NO	01 Chevron El Trapial
P25	2461518	5854468	2604	285	ET_XP-2002	01 Chevron El Trapial
P26	2458876	5858328	2668	241	NO	01 Chevron El Trapial / HV89-202
P27	2451746	5861436	2720	122	NO	01 Chevron HV89-233 / HV89-202
P_NORTE	2451746	5886003	3130	122	NO	02 Phoenix Corralera

Tabla. 2 Definición de la traza adoptada.

produce resultados eficientes. La suma modifica el nivel de amplitud global, que ya puede considerarse definitivo, así los datos están en condiciones de entrar en la etapa de ajuste fino de amplitudes, como se explica a continuación.

Procesamiento unificado

- Generación de la grilla unificada

La estrategia adoptada para encarar el procesamiento subsiguiente se basó en considerar al conjunto de datos como un único relevamiento de sísmica tridimensional. Para ello fue necesario definir una grilla unificada de subsuperficie bidimensional que los contuviera a todos. La orientación elegida fue este-oeste para las inlines, justificado en que los datos recibidos exhibían orientaciones, aunque variadas, con predominio de aquella orientación. En cuanto al tamaño de celda, se optó por 60 x 60 m, mayor a cualquiera de los tamaños de celda de origen (Tabla1), con lo que se evitaron las celdas vacías y la necesidad de interpolación. La degradación de resolución espacial asociada a la adopción de una celda

amplia se consideró irrelevante en virtud del carácter regional del estudio. El despliegue de esta grilla puede apreciarse en los ejes en color rojo en el mapa de la figura 1. En resumen, los parámetros de esta grilla, de más de 22.000 km², son los siguientes:

Orientación de inlines (xlines crecientes)	Este
Tamaño de celda	60 x 60 m
Coordenadas del origen (IL 1, XL 1 extremo sudoeste)	X = 2444490 Y = 5698290
Rango de Inlines	1 – 3200
Rango de Xlines	1 – 1930

Si se pretende fundir en un único conjunto los diversos datos, además de aplicar los procesos de adecuación descriptos en la sección anterior, es indispensable redefinir los aspectos geométricos vinculados a la grilla. Es decir que hay que proveer a cada traza la relación entre las coordenadas geográficas y el par Inline/Xline que le corresponde en la grilla.

- Incorporación de la información
Con los datos en la condición descrita en el apar-

COMPAÑÍA	ÁREA	COMPENSACIONES			COMPENSACIÓN DE AMPLITUD DE BORDE		CORRECCIÓN ESTÁTICA DE BORDE	TRANSICIÓN SUAVE		CORRECCIÓN ESTÁTICA ADICIONAL	COMPENSACIÓN DE FASE ADICIONAL [grados]
		Cambio de Fase [grados]	Shift en Tiempo [ms]	Escarlar de Amplitud	Norte	Sur		Norte	Sur		
CHEVRON	El Trapial	-15.0	-34	1.02	NO	NO	NO	NO	NO	NO	0
CHEVRON	Curamched	15.0	-34	0.31	NO	NO	NO	SI	SI	NO	0
CHEVRON	Línea HV89-202	15.0	-34	1.01	NO	NO	NO	SI	NO	NO	20
PHOENIX	Corralera Sur	145.0	-20	1.04	NO	NO	NO	NO	SI	NO	-15
YPF	Narambuena	-175.0	-46	0.72	SI	SI	NO	NO	SI	NO	0
YPF	Bajo del Toro	-15.0	16	0.78	NO	NO	NO	SI	NO	NO	0
TOTAL	La Escalonada	-20.0	96	0.51	NO	NO	NO	NO	NO	NO	0
TECPETROL	Los Toldos	-120.0	-4	1.43	NO	NO	NO	NO	SI	NO	0
PAMPA	Parva Negra	-30.0	6	1.06	NO	SI	NO	SI	SI	NO	0
YPF	El Orejano	-25.0	2	0.90	SI	SI	NO	SI	NO	NO	0
WINTERSHALL VISTA	Bandurria Norte	100.0	2	1.92	NO	NO	NO	NO	SI	NO	20
PAE	Bandurria Centro	-25.0	-10	1.30	NO	NO	NO	SI	SI	NO	0
SHELL	Bajada de Añelo Tramo Norte	55.0	44	1.15	NO	NO	NO	NO	NO	NO	0
SHELL	Bajada de Añelo Tramo Sur	55.0	52	0.52	NO	NO	NO	SI	NO	NO	0
PLUSPETROL	La Calera	-115.0	0	0.99	NO	SI	NO	NO	NO	NO	0
TECPETROL	Fortín de Piedra	-120.0	-2	1.03	SI	SI	SI	NO	SI	NO	0
PLUSPETROL	Meseta Buena Esperanza	25.0	-6	1.03	NO	NO	SI	SI	SI	NO	0
YPF	Loma La Lata - La Barrosa Tramo Norte	110.0	-10	0.85	SI	SI	SI	SI	SI	NO	0
YPF	Loma La Lata - La Barrosa Tramo Sur	110.0	-10	0.85	SI	SI	SI	SI	SI	NO	0
GEOPARK OILSTONE	Aguada Baguales	120.0	-16	1.02	NO	NO	SI	SI	SI	Basculación	0
CAPEX	Agua del Cajón	-5.0	-28	1.07	NO	NO	NO	SI	NO	NO	0

Tabla 3. Parámetros, valores y opciones adoptados en el tratamiento de los datos.

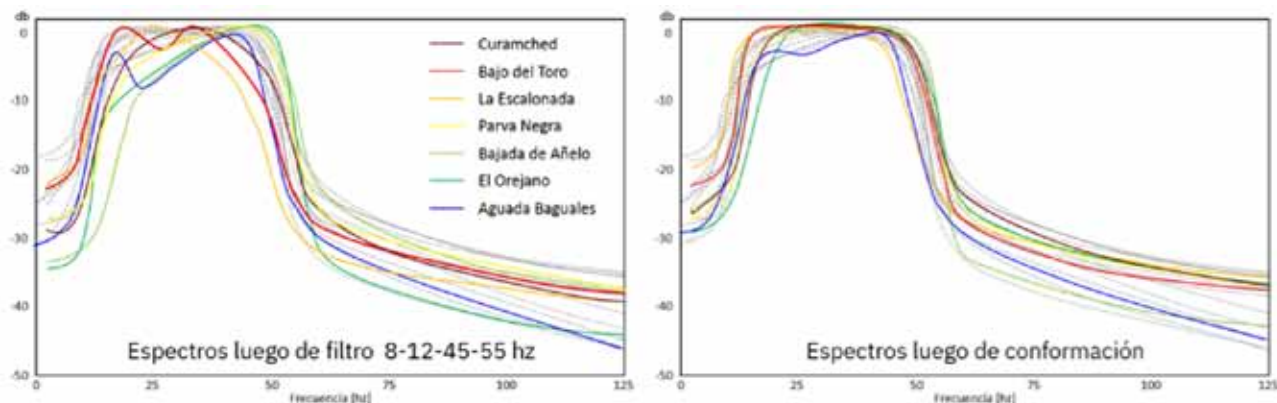


Figura 7. Conformación espectral.

tado anterior se procedió a cargar los 19 conjuntos. En la figura 8 se muestra un perfil de la transecta resultante para un apilado de *offset* medio. Son casi 400 km

lineales de perfil en el dominio del tiempo sísmico doble. Se puede apreciar que el ensamble es satisfactorio tanto en tiempo (no hay saltos apreciables)

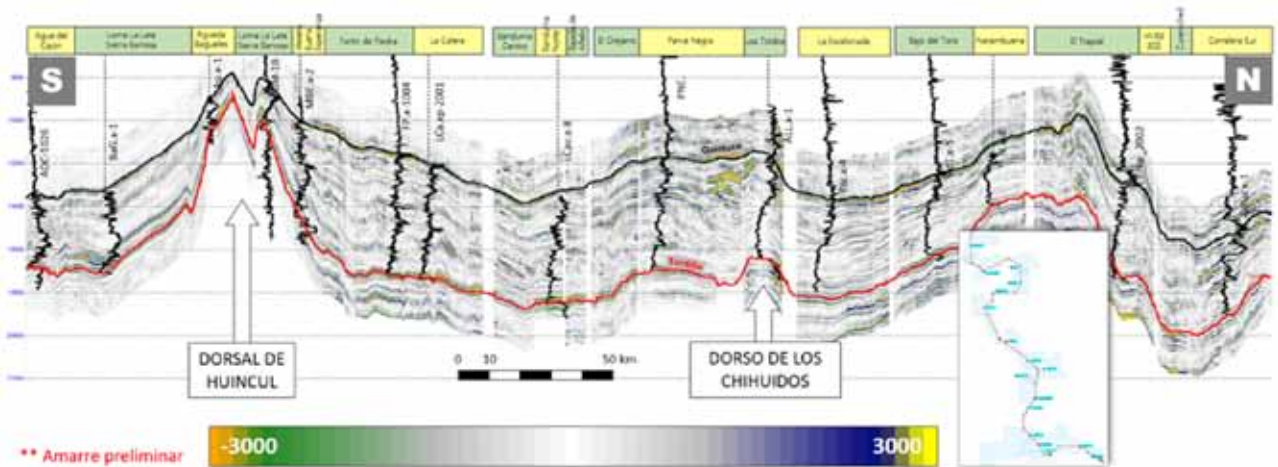


Figura 8. Perfil en tiempo de la suma parcial de *offset* medio.

como en amplitudes globales, y no muestran fronteras con cambios abruptos. Otro aspecto para destacar es la presencia de zonas con carencia de información entre distintos datos. Estos intervalos serán completados en etapas posteriores a la inversión, con el fin ofrecer una sección continua para hacer más eficientes procesos tipo propagación e interpretación semiautomática y también para mejorar la calidad de despliegue y producir una imagen más elegante en la exhibición de la gigantografía.

A partir de este dato unificado se implementará un flujo de procesamiento tendiente a optimizar el ensamble, mejorar las relaciones de amplitud, tanto posapilado como preapilado, con vistas a la inversión.

- Conversión al dominio del ángulo de incidencia

El ángulo con que una propagación elástica incide sobre una interfaz es la verdadera variable de la que depende la reflectividad. Por esa razón fue necesario convertir los datos preapilado del dominio del *offset* al del ángulo de incidencia. En este punto conviene repasar las columnas asociadas a la “configuración recibida” en la tabla 1. Se advierten dos cosas: que algunos datos ya vinieron en el dominio del ángulo, por lo que no necesitarán ser convertidos y que hay datos que llegaron en forma de tres sumas parciales, también en el dominio del ángulo. En la siguiente sección se analizará la estrategia para encarar la inversión haciendo frente a la diversidad de formatos presentes a la entrada.

La conversión a ángulo requiere de un campo velocidad de ondas compresionales sobre el cual trazar rayos y evaluar el ángulo de incidencia para cada nivel. No fue posible contar con velocidades interválicas (PSDM) confiables para todos los datos recibidos, por lo que se decidió generar un modelo de velocidad muy suavizado construido mediante la propagación de los sónicos compresionales con la asistencia de cuatro horizontes.

- Sumas parciales en ángulo

El hecho de que algunos datos llegaron en forma de tres sumas parciales en ángulo forzó a que el trabajo

de inversión se realice precisamente usando tres sumas parciales como entrada. Por cuestiones de consistencia y para evitar discontinuidades no conviene tener multiplicidades distintas a la entrada. Por esta razón es que se decidió degradar aquellos datos que vinieron en forma de gather PSTM, de multiplicidades mucho mayores a 3.

Conviene en este punto recordar que el dato recibido para la línea 2D HV89-202 es un apilado, por no estar disponible ningún tipo de información preapilado. Esta circunstancia impide calcular sumas parciales y se supondrá que el apilado representa la suma parcial de ángulo medio. En la sección “Compensación AVO Compliant” se retoma este tema.

En función de los valores de ángulos de los datos recibidos en forma de sumas parciales (Tabla1), se adoptaron los siguientes valores para degradar los datos recibidos en formato *gather* (ver tabla a continuación).

Cercano			Medio			Lejano		
desde (grados)	hasta (grados)	asignación (grados)	desde (grados)	hasta (grados)	asignación (grados)	desde (grados)	hasta (grados)	asignación (grados)
0	12	6	10	23	16	12	33	27

De esta forma se considera que el error que se comete al reasignar los valores es insignificante para los objetivos del proyecto, al evitar procesos de reconversión.

Con estos valores se realizaron sumas parciales a partir de los datos recibidos en forma de gathers en *offset*, que habían sido previamente convertidos al dominio del ángulo de incidencia.

- Compensaciones adicionales de fase y amplitud

A partir de este punto, habiéndose generado las sumas parciales, se proseguirá la secuencia de procesamiento sobre la suma de ángulos medios. Una vez definida esta secuencia se la hará extensiva a las sumas cercanas y lejanas.

La elección de los ángulos medios como patrón no es caprichosa, sino que obedece al hecho de que es el apila-

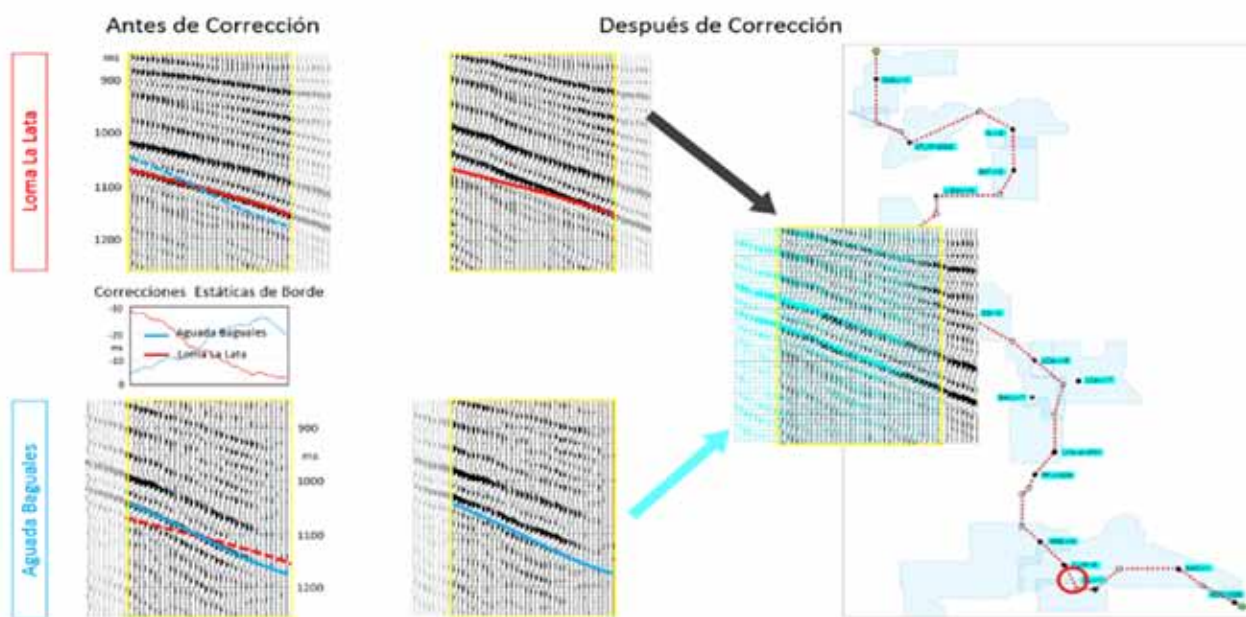


Figura 9. Ejemplo de corrección estática de overlap para la unión Loma La Lata-Aguada Baguales.

do más robusto, en donde la mayoría de los relevamientos tienen mejor población de trazas y la consiguiente superioridad en calidad y relación señal/ruido.

Las estimaciones de las compensaciones de fase se hicieron por correlación cruzada sobre los datos confluyentes en cada unión, aplicando distintos valores de fase a uno de ellos. Se aplicó la rotación de fase que produjo la correlación óptima. Con esta metodología se revisó cada unión, pero ahora con base en la suma media en vez del apilado; solo tres datos merecieron compensación adicional, como se observa en tabla 3.

En relación con la amplitud, recordemos que, a diferencia del primer paso de compensación, ahora se evalúan sobre los apilados medios que, además, ya tienen la conformación espectral aplicada. Los escalares resultantes se observan en la tabla 3.

Adicionalmente, se aplicaron compensaciones de amplitud asociadas a deficiencias en bordes, en general decaimientos, hecho muy frecuente en virtud de la baja multiplicidad propia de los bordes y su efecto negativo sobre la migración. Estas correcciones tomaron la forma de un mapa de escalares multiplicativos. Como se observa en la tabla 3, solo 7 de los 19 datos necesitaron de estas correcciones. Estas compensaciones, junto con las de estáticas de borde, que se explicarán en la siguiente sección, serán las responsables de la eficiencia de las “transiciones suaves” que se practicarán.

- Correcciones estáticas de borde

Las zonas de overlap o superposición entre dos datos fueron optimizadas por transición suave, lo que requiere cierto grado de similitud entre los datos duplicados. Las compensaciones de amplitud de borde explicadas contribuyen a esta similitud. Pero no solo las amplitudes son deficientes en las zonas de borde, también la forma

estructural de los marcadores sísmicos se ve comprometida. Esta deformación, que atenta contra la similitud, puede ser compensada por una corrección estática. Para calcularla se hizo una doble interpretación en la zona de superposición —una sobre cada dato— y, en base a la diferencia se diseñó la corrección. En la figura 9 se ilustra este procedimiento tomando como ejemplo la zona de superposición entre Aguada Baguales y Loma La Lata. A la izquierda se ven secciones de ambos datos alrededor de la zona de superposición; las líneas roja y azul son las interpretaciones de un marcador importante para Loma La Lata y Aguada Baguales, respectivamente. Se representan además en línea punteada, por comparación, para apreciar la distorsión estructural relativa entre ambos conjuntos en los bordes, atribuida a deficiencias en la migración. Como se mencionó, es muy importante compensar estas diferencias antes de proceder a suavizar la unión. Para este fin, usando las interpretaciones que se observan en el gráfico central, se calcularon correcciones estáticas para ambos conjuntos que minimizaron el efecto.

Al aplicar las correcciones, se obtiene las secciones de la derecha en donde se observa cómo han cambiado la forma de los marcadores para ambas, de manera de tender a igualarlas. Para poner de manifiesto el cambio ocurrido se transportaron los horizontes. Finalmente, en el extremo derecho se hace una representación conjunta de los datos corregidos, con Aguada Baguales en celeste transparente. Es muy claro el efecto positivo del procedimiento, que provocó coincidencia en la zona de superposición, que dejaron preparado los datos para sacar óptimos beneficios del proceso de Transición Suave. Por fuera de la zona de overlap, la corrección es nula. En la tabla 3 se muestran los datos a los que se necesitó aplicar este procedimiento.

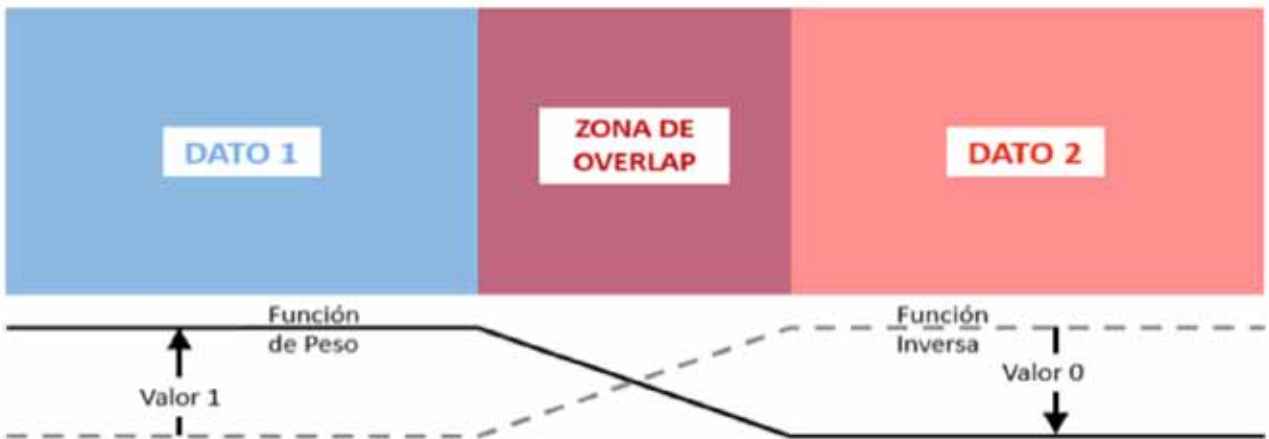


Figura10. Funciones de peso para “transición suave” en zonas de superposición.

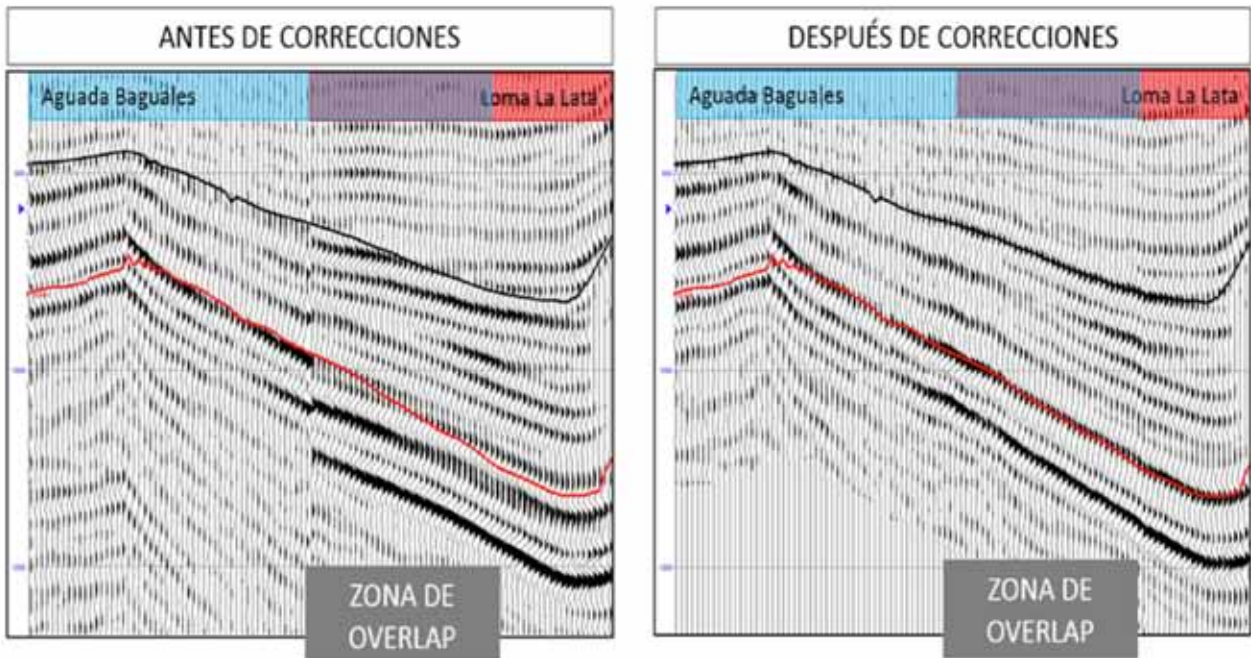


Figura11. Mejoras experimentadas debido a la aplicación de la secuencia completa de correcciones y compensaciones en la zona de overlap entre Loma La Lata y Aguada Baguales.

- Transiciones suaves en zonas de superposición

Se implementaron transiciones graduales de un conjunto al otro en las zonas de superposición, aquellos segmentos de la transecta en donde hay dos versiones del dato sísmico. Esto se logró mediante la técnica de sumas pesadas, para lo que se genera una función de peso, que toma valor 1 en uno de los extremos de la zona de superposición y decrece linealmente hasta tomar valor cero en coincidencia con el extremo opuesto. En la figura 10 se esquematiza lo explicado, en donde se observa la función de peso y su inversa. La solución suavizada se obtiene haciendo

$$\text{DATO 1} * (\text{Función de peso}) + \text{DATO 2} * (\text{Función de inversa})$$

El procedimiento se implementó en 13 de las 20 transiciones, y su efecto puede apreciarse en la comparación

de la figura 11. Aquí volvemos a la zona de transición entre Loma La Lata y Aguada Baguales. A la izquierda se ve la unión antes de todas las correcciones y compensaciones descritas, mientras que a la derecha se aprecia como luce después; la mejora experimentada no necesita explicación.

En la figura 12, a través de un detalle, se aprecia los beneficios de la secuencia de procesamiento, que incluye la interpolación en zonas de carencia y las mejoras en resolución (se explica más adelante), detalle y carácter.

- Compensación de amplitud preapilado AVO compliant

La misma secuencia de procesamiento unificado descrita hasta este punto se aplicó a las sumas parciales cercana y lejana. Se puede decir que en este punto ya se contaría con un set de información apta para entrar a la inversión

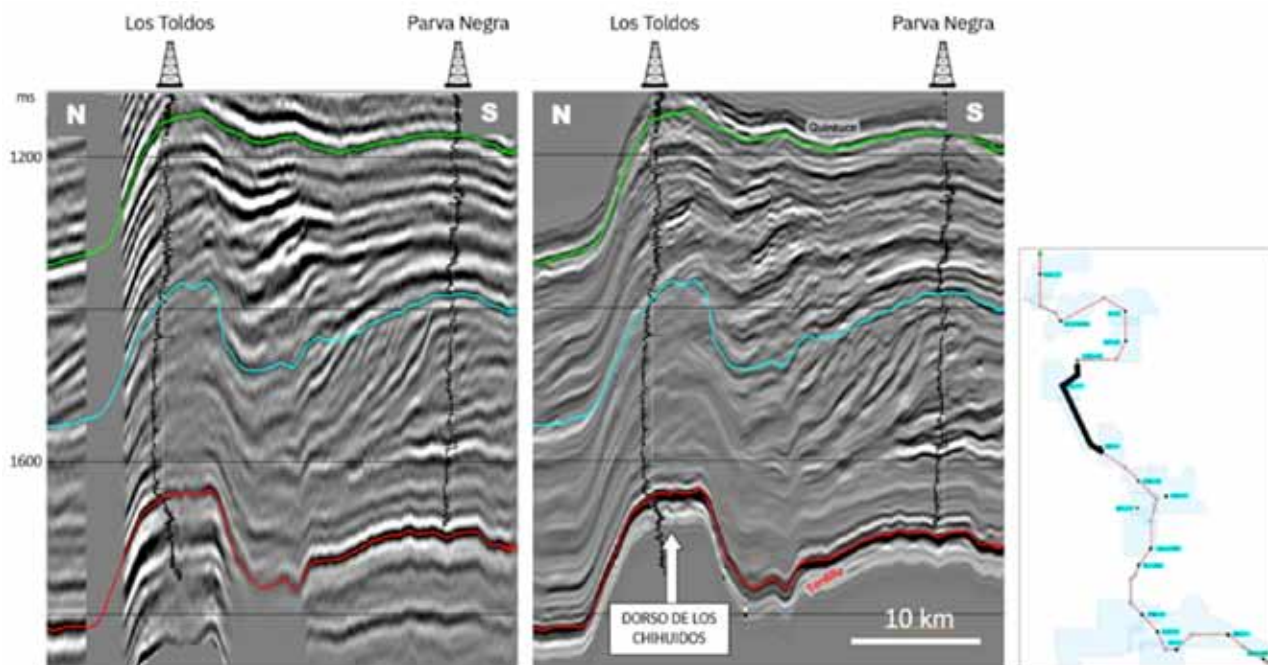


Figura 12. Comparación de datos antes y después de la secuencia de procesamiento, incluidos la interpolación y el mejoramiento en frecuencia: izquierda 40-50 hz, derecha 90-100 hz.

COMPAÑÍA	ÁREA	Amplitudes Medias Gathers Sintéticos			Amplitudes Medias Sísmica Real		Factor para Cercano	Factor para Lejano
		Cercano 0-12 grados	Medio 10-23 grados	Lejano 12-33 grados	Medio/Cercano	Medio/Lejano		
PHOENIX	Corralera Sur	1.05	1.04	0.98	0.93	1.09	1.07	0.97
CHEVRON	Curamched	0.54	0.74	0.88	0.92	1.14	1.49	0.74
CHEVRON	Línea HV89-202	1.10		0.86	0.91	1.16	1.10	0.86
CHEVRON	El Trapial	0.83	1.05	0.85	0.90	1.17	1.41	1.05
YPF	Narambuena	0.74	0.99	0.50	0.94	1.13	1.42	1.74
YPF	Bajo del Toro	1.12	0.98	0.80	0.91	1.08	0.97	1.14
TOTAL	La Escalonada	1.10	0.97	0.77	0.89	1.22	0.99	1.03
TECPETROL	Los Toldos	1.48	0.93	0.87	0.91	1.15	0.69	0.93
PAMPA	Parva Negra	0.83	1.04	0.49	0.91	1.16	1.38	1.83
YPF	El Orejano	0.54	1.04	1.22	0.93	1.10	2.05	0.78
SHELL	Bajada de Añelo Tramo Sur	1.12	0.94	0.70	0.94	1.07	0.89	1.25
WINTERSHALL VISTA	Bandurria Norte	1.02	0.92	0.70	0.95	1.03	0.95	1.27
PAE	Bandurria Centro	1.11	1.02	0.81	0.94	1.05	0.97	1.21
SHELL	Bajada de Añelo Tramo Norte	0.81	0.94	1.12	0.94	1.08	1.23	0.78
PLUSPETROL	La Calera	0.92	1.01	0.80	0.93	1.09	1.19	1.16
TECPETROL	Fortín de Piedra	0.81	0.94	0.82	0.91	1.15	1.27	1.00
PLUSPETROL	Meseta Buena Esperanza	1.05	0.99	0.76	0.94	1.07	1.01	1.22
YPF	Loma La Lata - La Barrosa	0.79	0.98	1.06	0.96	1.14	1.30	0.81
GEOPARK OILSTONE	Aguada Baguales	0.37	0.94	1.47	1.00	1.05	2.56	0.61
CAPEX	Agua del Cajón	0.79	1.00	0.99	0.93	1.15	1.36	0.88

Tabla 4. Compensación AVO compliant. Generación de escalares para compensar las amplitudes preapilado.

preapilado. Sin embargo, nada garantiza que las amplitudes de apilados cercanos, medios y lejanos guarden una relación consistente con curvas nominales de AVO acorde a la ecuación de Zoeppritz (Simm y Bacon, 2014). Asimismo, es esperable que, dada la procedencia variada de la información, además de la eventual distorsión de amplitudes, esta sea variable de dato a dato. Si pretendemos que la inversión preapilado produzca resultados que predigan el modelo terrestre con algún grado de fidelidad, debemos tomar recaudos para verificar y, eventualmente, corregir las relaciones de amplitud.

La estrategia de control y compensación de amplitudes adoptada hace máximo aprovechamiento de la abundante y bien distribuida información de pozos con información elástica completa (velocidades compresionales y de corte y densidad) y se puede resumir en los siguientes pasos, que en todos los casos usan como ventana temporal de análisis la asociada al sistema Quintuco-Vaca Muerta:

- 1) Generación de gathers sintéticos en ángulo para cada pozo.
- 2) Extracción de amplitudes medias para cercano, medio y lejano en los sintéticos, según los rangos adoptados.
- 3) Extracción de amplitudes medias para cercano, medio y lejano para el dato real.
- 4) Cálculo de factores necesarios para que las relaciones de amplitud reales (3) hagan honor a las nominales (2).

El punto 4 se beneficia por el hecho de contar con al menos un pozo por dato sísmico.

En la tabla 4 se puede ver para cada dato, de izquierda a derecha, las amplitudes nominales estimadas en los gathers sintéticos para los tres rangos de ángulo, las relaciones Medio/Cercano y Medio/Lejano estimadas con base en la sísmica real y en el extremo derecho los escalares calculados para que al aplicarlos a las sumas cercanas y lejanas llevan las relaciones de amplitud a las nominales observadas en los sintéticos.

En este punto es oportuno advertir que los datos de El Trapial, Curamched y Los Toldos (en rojo en “configuración recibida” de la tabla 1 y en celeste en la tabla 4) no tenían contenido suficiente de *offset largos para producir una suma parcial de ángulo lejano robusta, dada la profundidad de Vaca Muerta. Se optó por aplicar un escalarse sobre la base de los de las vecindades para obtenerlo por multiplicación desde el ángulo medio. Desde ya que esta estimación produce un dato incapaz de predecir anomalías en la relación Vp/Vs, pero cumple con el objetivo de completar el dato preapilado, y de dejar como legado un dato que pudiera officiar de entrada a futuros estudios basados en la amplitud.*

Otro tanto sucedió con la línea 2D HV89-202 (en azul en la tabla 1), que por no contar con información preapilado, se consideró al apilado recibido como suma parcial en ángulo medio, para luego generar Cercano y Lejano con base en las relaciones de amplitud de las vecindades.

Interpretación estratigráfica semiautomática

Proceso e integración de datos del SSIS (*Seismic Sequence Interpretation System*)

En el ambiente asociado a la formación Vaca Muerta es de capital importancia, para la caracterización e interpretación, la definición de los límites de secuencias. Con el objetivo de robustecer y dar apoyo a esta interpretación se implementó el proceso llamado SSIS, que consiste en una interpretación semiautomática de un set de horizontes (o eventos) de muy alta densidad, en el caso de la transecta su número total supera los 5200. Como entrada se utilizó la amplitud de la transecta, tal como quedó luego la secuencia descrita en procesamiento sísmico: unificado en un solo survey y con todas las correcciones y compensaciones aplicadas. La interpolación que relleno las zonas de carencia y le confirió continuidad que es clave para la performance del algoritmo de interpretación.

Cada evento u horizonte interpretado representa una línea (o superficie en caso de tratarse de un 3D) de tiempo geológico constante. No necesariamente son reflectores sísmicos, aunque en muchos casos pueden coincidir con estos; ejemplo de esto es una discordancia que se interpretará como una línea de tiempo, aunque no sea

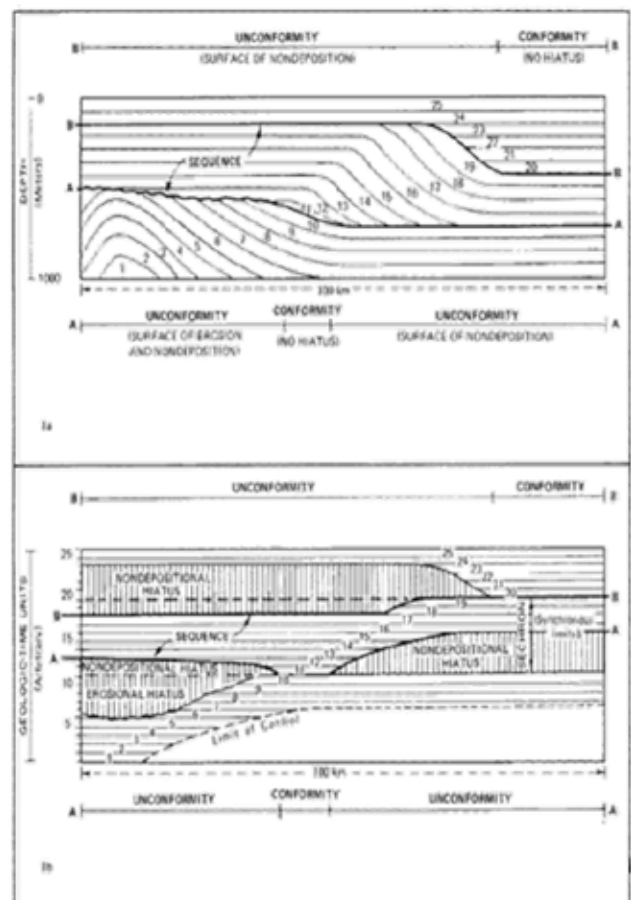


Figura 13. Esquema de interpretación (Memoria26).

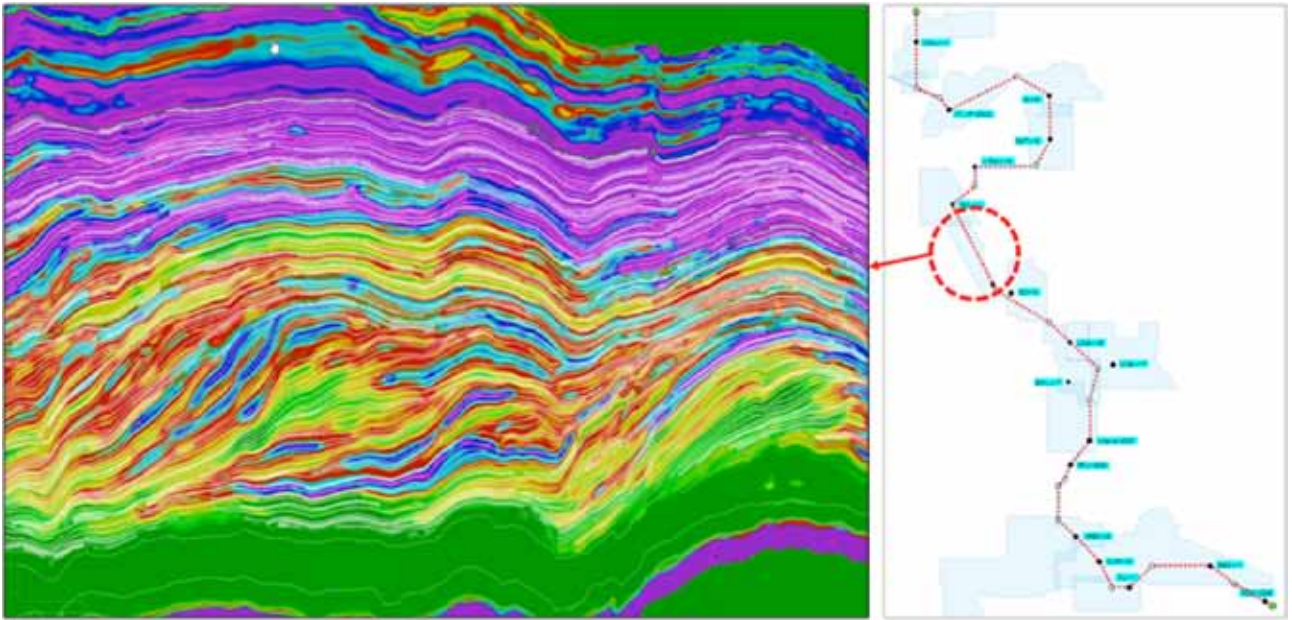


Figura 14. Interpretación semiautomática sobre la sección de impedancia P.

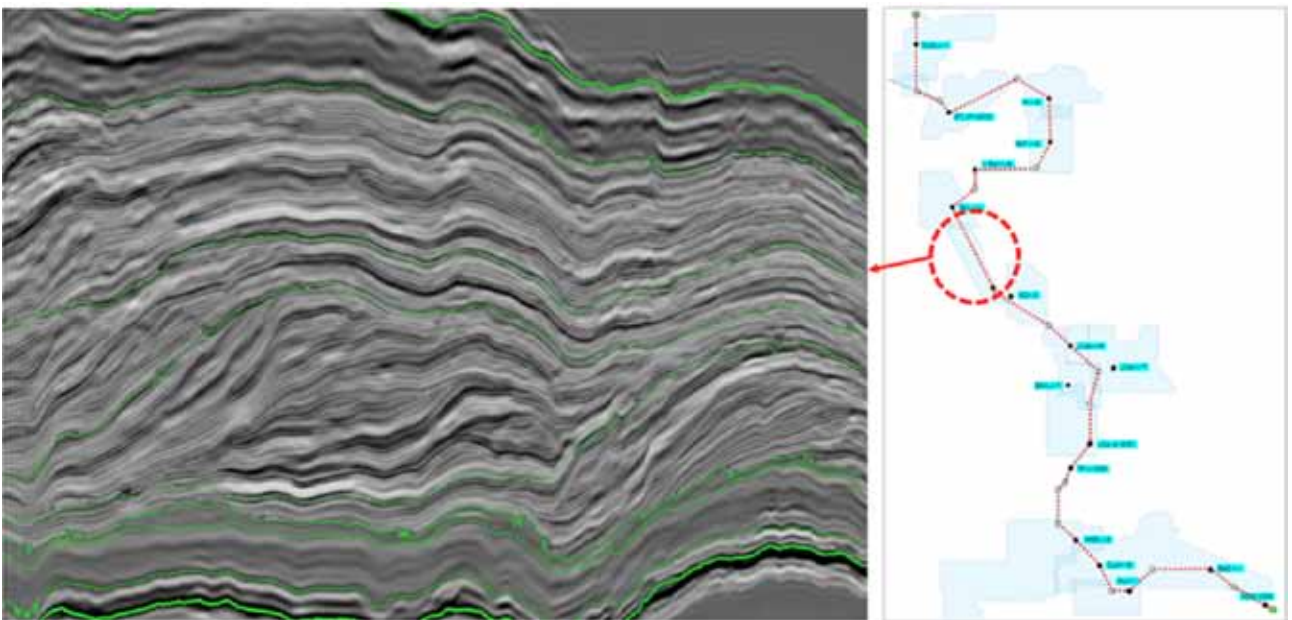


Figura 15. Interpretación semiautomática sobre la amplitud en alta resolución por reflectividad y convolución (0-0-90-100 Hz) en gama de grises.

un reflector sísmico y a partir del cual se irán desprendiendo eventos (u horizontes), cada uno asociado, como se mencionó, a una línea de tiempo geológico constante. Del mismo modo, un límite de secuencia seguramente tendrá cambios de facies en su extensión lateral, por lo que la impedancia sísmica cambiará y, por ende, la reflexión sísmica también. De este modo, a partir de este denso set de eventos, se genera una sección como el gráfico obtenido de la Memoria 26 (Figura 13). En nuestro caso el eje vertical será el tiempo (sísmico) de reflexión convertido a profundidad, ya que la transecta se transformó a profundidad. Con lo cual, si bien los eventos u horizontes representan un tiempo geológico constante,

cada uno se halla graficado a un tiempo relativo, ya que no se ha realizado la correspondencia necesaria para invertirla al tiempo geológico absoluto. Para realizar este paso sería necesario generar el diagrama de Wheeler y asignar tiempos geológicos absolutos a las secuencias analizadas.

En la figura 13, las líneas de tiempo constante de la parte superior son los eventos sísmicos interpretados por el SSIS, en la parte inferior se ha transformado al diagrama de Wheeler como se menciona en el informe.

En la figura 14 se muestra un detalle de la zona de Parva Negra con representación compuesta: los colores de fondo representan el módulo de Young, mientras que los

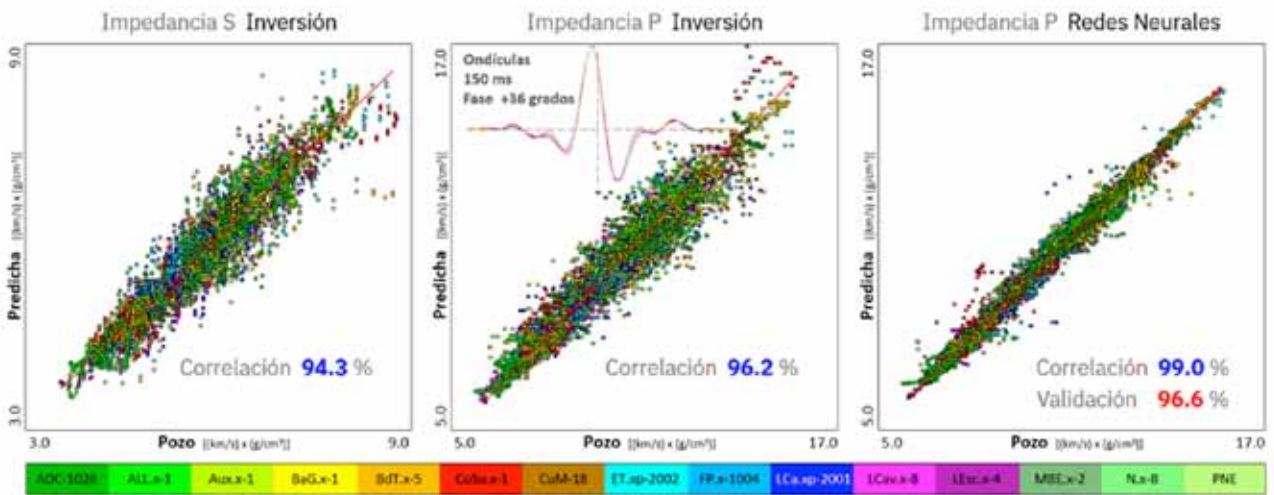


Figura 16. Correlación para impedancias S y P por inversión e impedancia P mejorada por redes neurales.

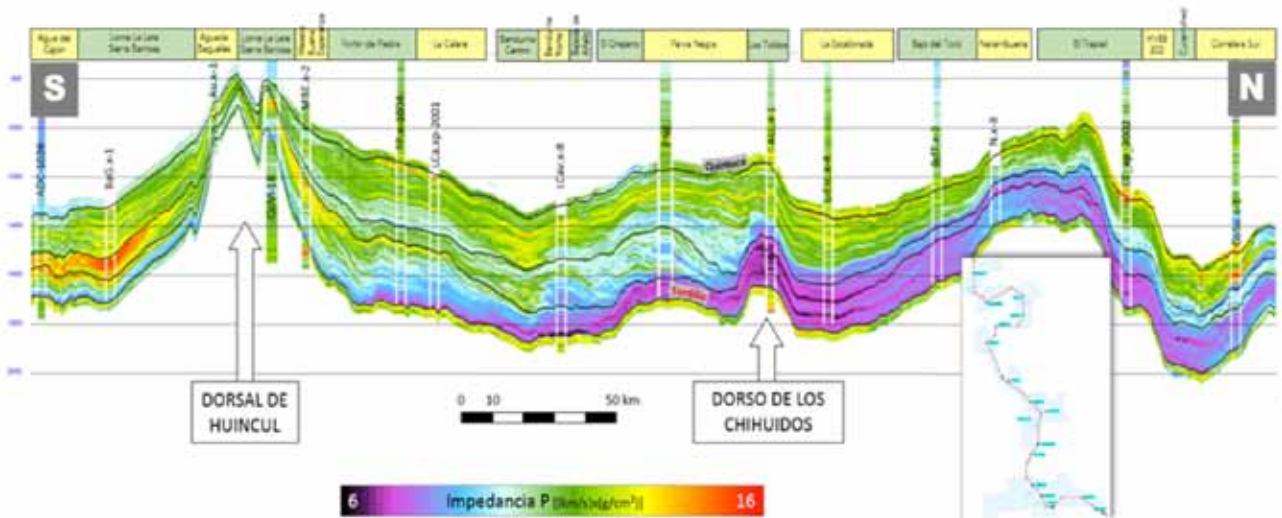


Figura 17. Sección por los pozos de la impedancia P en su versión refinada por redes neurales.

horizontes en color verde y blanco son los calculados de modo semiautomático siguiendo los límites de secuencia de diverso orden. Son, por lo tanto, líneas tiempo geológico constante. La relación entre ellos revela diversas geometrías que ayudan a inferir los ambientes paleo-sedimentarios y, como consecuencia, las facies geológicas. En la figura 15 se aprecia la amplitud sísmica en alta resolución para el mismo sector de la transecta, pero en colores blanco y negro. Los horizontes están representados en color verde.

Caracterización

Inversión sísmica simultánea preapilado

- Modelo inicial

Se construyó por interpolación de la información de 17 pozos según la inversa del cuadrado de la distancia y con la guía de 10 superficies: Quintuco, Tordillo y 8 secuencias interpretadas dentro del intervalo. De esta

manera se obtuvieron tres volúmenes para impedancias P y S y densidad. La frecuencia se restringió a la banda de carencia sísmica estimada en 0-0-10-17 Hz. Cabe destacar que, dado el carácter tortuoso de la traza de la transecta, la construcción del modelo se benefició por la geometría 3D. Implementar un pseudo 2D a lo largo del perfil habría sido más rápido y sencillo, pero hubiera introducido distorsión –severa en ciertas zonas–, debido a la mala evaluación de las distancias.

- Parámetros y resultados

Se invirtió usando tres ondículas –una para cada suma parcial– que, como se ve en la figura 16, resultaron casi idénticas, tanto en espectro como en fase. Este hecho ofrece un diagnóstico positivo sobre el trabajo de procesamiento realizado. También son muy buenos síntomas la altísima correlación obtenida y la homogeneidad de predicción en todos los pozos, máxime teniendo en cuenta que la entrada es la unión de 19 datos.

Redes neurales

La sección de la figura 17 es la impedancia P producida mediante predicción por redes neurales. Esta revela resultados excelentes, de mayor detalle que la inversión y también muy homogéneos. Pone de manifiesto la capacidad de discriminación de las variaciones dentro del sistema Quintuco-Vaca Muerta. Debidamente interpretadas estas variaciones resultarán clave para entender el paleoambiente y su influencia en la roca como reservorio.

La figura 16 en el extremo derecho muestra el gráfico de correlación de la solución de la impedancia por redes neurales, que se obtuvo entrenando con los siguientes parámetros:

- 1) Ventana superior que abarca los niveles transicionales de alternancias carbonáticas.
- 2) Ventana inferior vinculada a la zona de alto contenido orgánico.
- 3) Entradas: amplitud, e impedancias P y S de la inversión.
- 4) Frecuencia extendida de la curva objetivo de impedancia P: 0 - 0 -90 - 100 hz.
- 5) Entrenamiento sobre 15 pozos.

La correlación efectiva de entrenamiento resultó casi óptima (99%), pero más impactante es la correlación de validación superior a 96%. Recordemos que la validación se obtiene prediciendo todos los pozos, pero escondiendo uno a uno el que se está prediciendo, por lo que constituye una medida confiable de la probabilidad de éxito de una nueva locación. Por último, es de destacar la eficiencia del entrenamiento, teniendo en cuenta la variedad de procedencia del dato sísmico y la extensión de casi 400 km de norte a sur, ambos aspectos que tien-

den a comprometer la aplicabilidad del método.

Se volverá a recurrir a las redes neurales para refinar los atributos para la integración con geomecánica.

Interpolación en zonas de carencia de información sísmica

Si comparamos la figura 17 con el apilado de la figura 8, notaremos que ya no están presente los huecos sin dato, producto de la carencia de información. El método de interpolación implementado consistió en interpretar 10 niveles con gran detalle dentro de la ventana de interés, que luego asistirán a la propagación que completará las zonas sin información. La interpretación de detalle no se hizo guiada por la amplitud, sino por la impedancia de alta resolución proveniente de las redes neurales. Debido a que a nivel de dato invertido –no convolucionado– son mucho más evidentes los niveles estratigráficos y mucho mayor la certidumbre al conectar eventos a ambos lados de la zona de carencia. Una vez completada la interpolación, se procedió a propagar la impedancia a todo el hueco, confiéndole gran continuidad a toda la sección de la transecta.

El procedimiento y sus resultados colaboran en dos aspectos:

1. Los procesos de propagación, como la interpretación, trabajarán mucho mejor con la continuidad.
2. La impedancia de alta frecuencia interpolada permite calcular una reflectividad confiable con la que luego, mediante convolución con una ondícula de ancho de banda deseado, obtendremos una sección de amplitud continua, muy útil en varios procesos posteriores, como la clusterización.

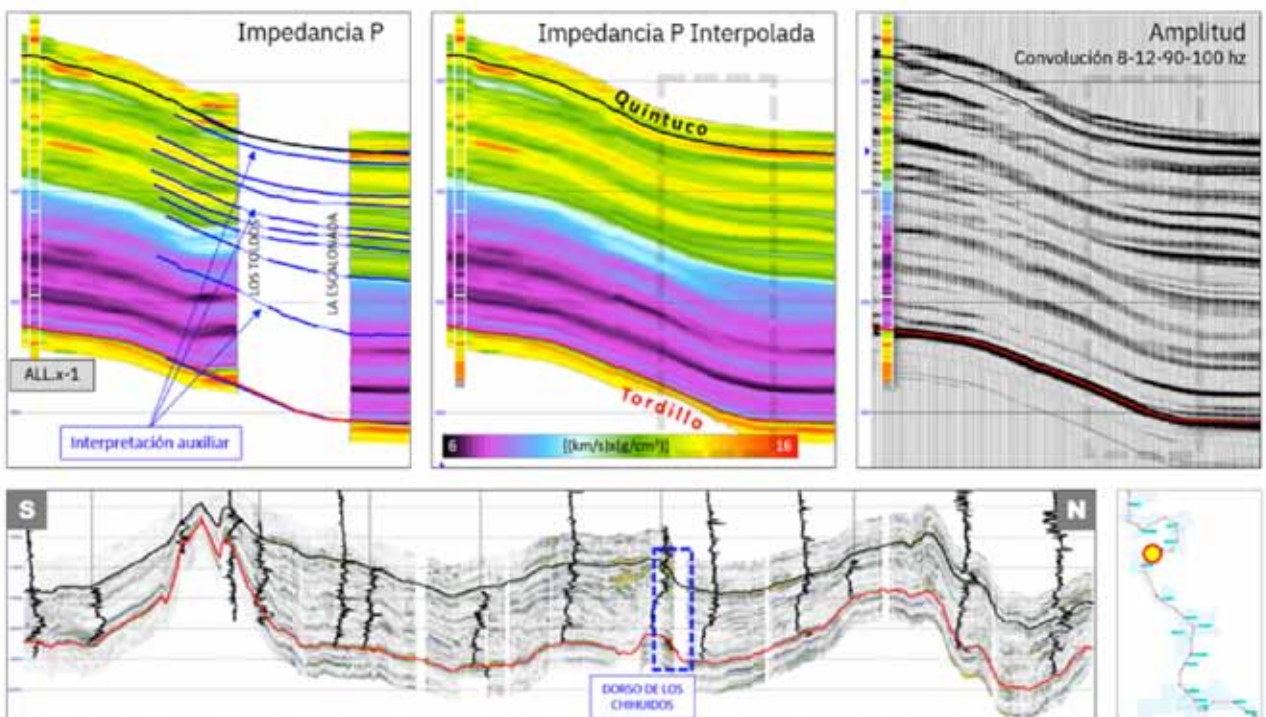


Figura 18. Ejemplo de interpolación en la zona de carencia Los Toldos-La Escalonada.

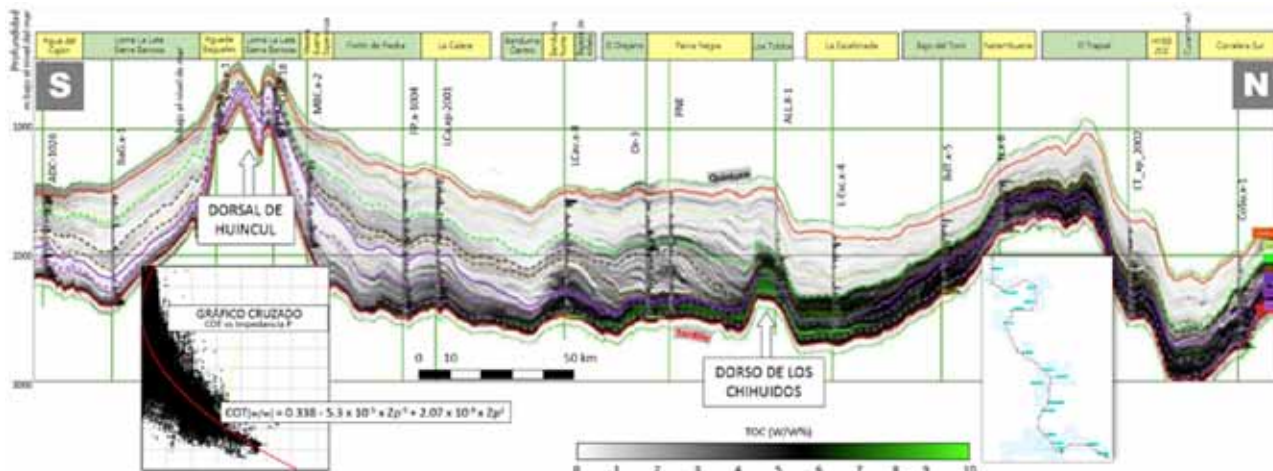


Figura 19. Distribución de la materia orgánica a lo largo de la transecta.

Es muy difícil apreciar la calidad del resultado obtenido a la escala de la sección de la figura 17, por eso se suma la figura 18, que muestra en detalle el resultado de la interpolación entre Los Toldos y La Escalonada al norte, y rellena el hueco vinculado al flanco norte del Dorsal de los Chihuidos. De izquierda a derecha, impedancia por redes neurales con interpretación auxiliar, impedancia interpolada y, en el extremo derecho, la amplitud obtenida por convolución con ondícula 8-12-90-100 Hz, previo cálculo de la reflectividad a partir de la impedancia. Este último volumen, muy mejorado en contenido espectral y resolución, intervino en la interpretación estructural final de detalle y contribuyó como entrada a la clasificación de sismofacies, como se verá más adelante.

Conversión a profundidad

Para la exhibición de los resultados la conversión se hizo mediante Kriging con drift externo. Las velocidades

de conversión calculadas por la relación marcadores estratigráficos/marcadores sísmicos en los 15 pozos oficiales de dato duro, mientras que la velocidad compresional estimada por la inversión lo hizo como dato blando o drift externo.

Cálculo de propiedades de reservorio e integración al estudio geomecánico

A partir de las propiedades predichas en forma directa por la inversión –Impedancias P y S y densidad–, se estuvo en condiciones de calcular cualquier otra propiedad elástica de la roca mediante operación aritmética basada en relaciones proporcionadas por la teoría de la elasticidad.

Contar con los volúmenes de las propiedades permitió, a su vez, estimar propiedades que describen la roca como reservorio. Por medio de relación provenientes del estudio de los pozos y del estudio geomecánico, se deri-

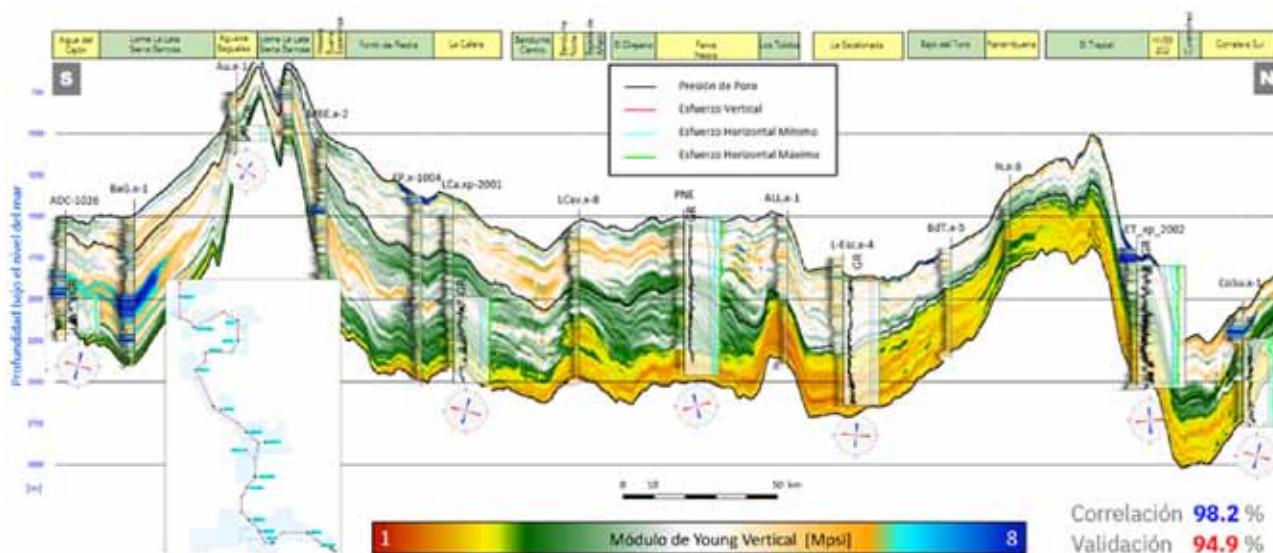


Figura 20. Integración geofísica-geomecánica.

varon el carbono orgánico total (COT) y el módulo de Young estático vertical.

• Carbono Orgánico Total (COT)

A partir del estudio en los pozos se obtuvo una relación entre la impedancia P y el COT:

$$COT[w/w] = 0.338 - 5.3 \times 10^{-5} \times Zp + 2.07 \times 10^{-9} \times Zp^2$$

El volumen de impedancia P se obtuvo por inversión y refinamiento por redes neurales y el COT queda en valores de fracción de peso. En la figura 19 se observa la sección de la transecta con la distribución de contenido orgánica obtenida por la relación mencionada y cuyo gráfico cruzado se muestra en la parte inferior.

• Módulo de Young Estático Vertical

La situación en esta predicción es algo más complicada, debido a la debilidad de la predicción sísmica de la densidad y el carácter vertical del módulo de Young.

La información sísmica con que contamos y sus derivados por inversión son de carácter isotrópico, por lo que no hay posibilidades de calcularlo por relaciones geomecánicas que, precisamente, requieren de propiedades anisotrópicas.

Entonces se diseñó una estrategia alternativa que combina el análisis elástico y nuevamente las redes neurales:

- 1) Se calculó el volumen del Módulo de Young Vertical aprovechando la relación con la velocidad compresional proporcionada por la Comisión Geomecánica,

$$\text{Young Estático Vertical [Mpsi]} = 69845 \times \text{DTC}^{-2.28} \text{ con DTC en } \mu\text{s/pie}$$

El volumen de velocidad compresional se obtuvo dividiendo el de impedancia P por el de densidad. Como se anticipó, la densidad es muy poco robusta –especialmente hacia la base de Vaca Muerta– por la carencia de ángulos extralejanos (más de 35 grados). De todas formas,

es auspicioso el grado de correlación (95,5%) obtenido en 15 pozos.

- 2) Con esta aproximación de Young Vertical y otras propiedades disponibles como entrada se implementó una red neural con 15 pozos; como curva objetivo se usó la que proveyó Geomecánica, estimada por la fórmula mencionada. Ahora la correlación ascendió por sobre el 98% mientras que la de validación se ubicó en un 95%.

En la figura 20 se muestra un perfil en profundidad de un despliegue combinado de predicciones geofísicas con parámetros geomecánicos, como expresión de la integración lograda entre ambas comisiones. El *background* en color es la estimación, mediante la secuencia explicada, del Módulo de Young Vertical. Sobreimpuesto se despliega la estimación en todos los pozos, que exhibe una excelente correlación (98,2%). Adicionalmente, en los siete pozos comunes a los dos estudios, se incorporan las curvas estimadas por el estudio geomecánico (Sosa Mas-saro *et al.*, 2022): esfuerzos *in situ*, presión de poro, más los diagramas de roseta con la distribución de fracturas.

Clasificación de sismofacies

Las sismofacies son volúmenes de categorías discretas, producto de la clusterización basada en la variación de la morfología de los atributos sísmico. Adecuadamente interpretadas y supervisadas por las electrofacies, constituyen la mejor herramienta para entender el paleoambiente y las tendencias sedimentarias que, junto con la diagénesis y demás fenómenos posdeposicionales, determinan las características que hoy exhibe la roca reservorio. Esto se explicará en más detalle en la sección “Integración”.

- Para generarlas se usaron como volúmenes de entrada:
- 1) La amplitud sísmica en su versión reconvolucionada a 8-12-90-100 hz

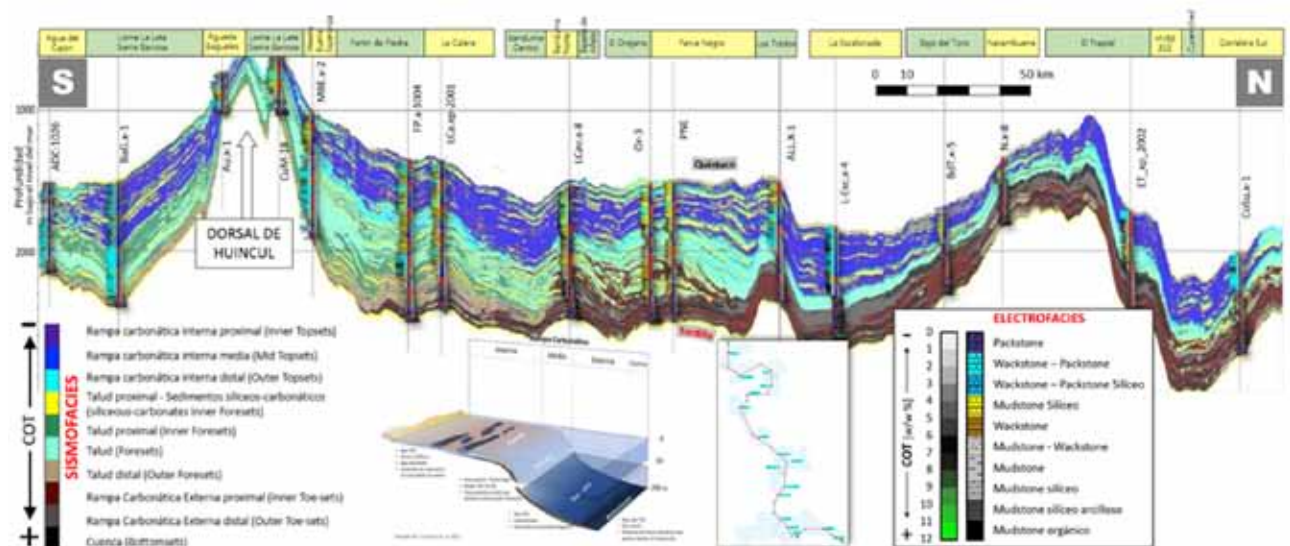


Figura 21. Sección de sismofacies con electrofacies y COT en los pozos.

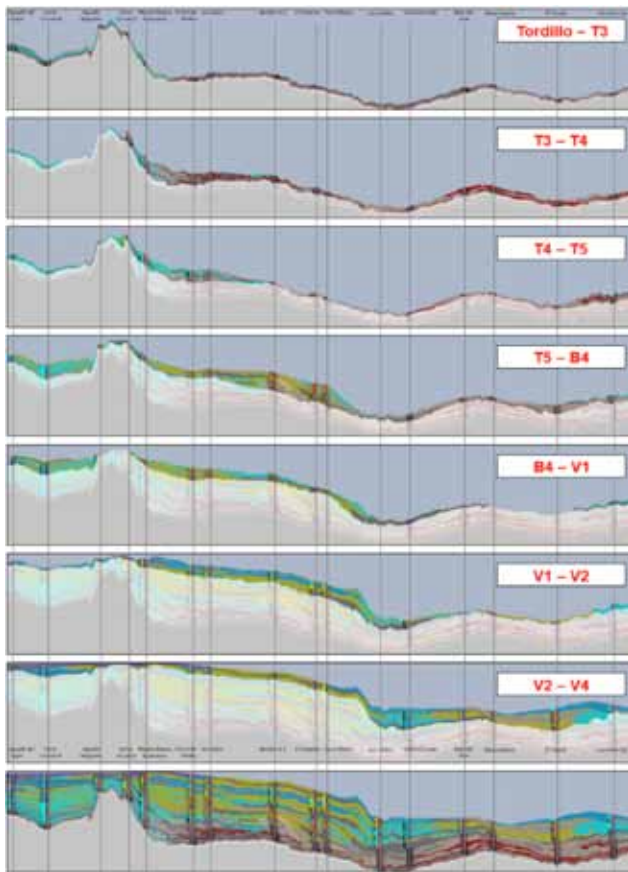


Figura 22. Secuencia de reconstrucción paleoambiental por intervalos.

2) La impedancia P de inversión preapilado + refinación por redes neurales

3) Cubo de atributos interpretación semiautomática

La clasificación, para mejorar la performance y producir resultados más fácilmente correlacionables con las electrofacies, se hizo en tres niveles independientes y posterior merge:

Nivel superior	Quintuco - B4
Nivel medio	B4 - T5
Nivel inferior	T5 - Tordillo

En los tres casos se clasificó en siete categorías y, previo al merge, se hizo una reasignación del código numérico para que el volumen resultante se vinculara en forma más natural con las categorías de las electrofacies. Esto facilitará la interpretabilidad y supervisión por parte de las electrofacies, verdaderas portadoras del significado sedimentológico y paleoambiental, ya desde su concepción.

En la figura 21 se muestra una sección en profundidad del volumen de sismofacies resultante, con el despliegue sobrepuesto de las electrofacies en los 15 pozos.

Reconstrucción estratigráfica paleoambiental

Por último, una breve mención a lo que tal vez sea el producto de mayor valor agregado del proyecto: en la figura 22 se muestra una secuencia desde arriba hacia ab-

jo, desde lo más antiguo a lo más reciente, que visualiza ciclo por ciclo la evolución de la formación hasta llegar, en el panel inferior, a la distribución de facies sedimentarias tal como la interpretamos a partir de los resultados del trabajo regional. Este ejercicio ayuda a entender y relacionar aspectos, como la distribución de contenido orgánico y su vínculo con el ambiente de depósito, que permitió su preservación y posterior maduración en las zonas más profundas de la cuenca. También echa luz sobre la aparición de sedimentos de origen continental en el sur, hacia la Dorsal de Huincul. Este tipo de análisis es importante para sustentar y entender la zonificación observada en materia de potencial económico de la formación. El análisis paleogeográfico se inició a partir de la interpretación de un nivel del mar imaginario, ya que no se podría horizontalizar al tope de la formación Quintuco, debido a las pérdidas de material sedimentario con la erosión representada en la Discordancia Intravalanginiana. Para ello se utilizó como guía la predicción de la materia orgánica, cuya hipótesis es que las mayores concentraciones estaban relacionadas a las áreas más profundas (anóxicas) de la cuenca. La relación entre la interpretación de los ciclos, su morfología y el contenido de materia orgánica permitió establecer un horizonte de referencia como posible nivel del mar para el momento de la deposición de la formación Vaca Muerta. El objetivo de ello es poder entender la heterogeneidad de las facies sedimentarias de acuerdo con su posición en la cuenca y como fueron evolucionando en el tiempo en cada uno de los ciclos estratigráficos.

Conclusiones

La secuencia de procesamiento para unión espacial de datos sísmicos tipo *prestack-post migration* aplicada en este trabajo produjo resultados satisfactorios. Esta afirmación se basa en el hecho de que los resultados de la unión debieron pasar duras pruebas representadas por procedimientos como:

- Una interpretación estratigráfica semiautomática, que es muy sensible a discontinuidades y cambios de carácter de la señal. A pesar de las 19 uniones practicadas, los resultados exhibieron gran continuidad.
- Inversión preapilado, en donde el conjunto ya unido en forma de sumas parciales u organizados como CRP gathers, no mostró dificultades para invertir por medio de un juego unificado de parámetros. Es aún más alentador la condición estacionaria en lo espacial puesta de manifiesto por la estabilidad de las ondículas. Los resultados no muestran costuras y pudieron ser interpretados como un único conjunto. El error a lo largo de los pozos se mantuvo con mínima dispersión.
- Entrenamiento y aplicación de redes neurales, altísimos niveles de correlación y lo más importante una distribución del error de predicción muy homogénea de pozo a pozo. No se puede dejar de mencionar los altos valores de correlación de validación (*blind*

tests), máxime teniendo en cuenta que los puntos de entrenamiento cubrieron distancias de escala de cuenca, hasta 250 km.

- Procesos de clusterización y clasificación en categorías discretas, las sismofacies que usaron a la entrada toda la gama de productos sísmicos demostraron tener unidad y capacidad de descripción de ambientes, lo que asegura haber logrado un aceptable grado de normalización de la respuesta sísmica.

De acuerdo con el punto anterior se concluye que la secuencia muestra ser una alternativa válida cuando no se cuenta con datos de disparos o no se tiene presupuesto para una unión desde tiros de campo.

Además de lo descripto, de este trabajo se desprenden de un juego de datos preapilado "AVO compliant" que demostró su calidad y deja la puerta abierta a futuros trabajos de caracterización regional.

Los resultados se integraron muy bien a aquellos provenientes del estudio de Geomecánico. El carácter preapilado de la inversión posibilitó la predicción confiable de la relación V_p/V_s . Finalmente, las redes neurales aportaron para llegar a la predicción del Módulo de Young Vertical, clave para el estudio geomecánico. La sección lograda será usada como base en una de las gigantografías de la Exposición Mural CONEXPLO 2022.

Las sismofacies, alimentadas por toda la gama de productos de procedencia sísmica, mostraron claramente sentido estratigráfico y sedimentológico, claves para entender el ambiente depositacional y explicar los cambios observados en las propiedades de la formación.

La interpretación cuantitativa esbozada en este documento puede ser enriquecida e impulsa a visitar los productos obtenidos, en la certeza de que se podrá llegar a conclusiones valiosas de índole regional.

La interpretación estratigráfica semiautomática se aplicó con confiabilidad y sus resultados colaboraron en la definición de los límites de secuencias.

Agradecimientos

Agradecemos a las siguientes empresas por la cesión de derechos de uso y exhibición de datos sísmicos y de pozo: YPF, Shell Argentina, Capex, TotalEnergies, Pan American Energy, Phoenix Global Resources, Oilstone, Geopark, Pampa Energía, Vista Wintershall, Tecpetrol, Chevron Argentina y Pluspetrol. Y también a las empresas que cedieron tiempo de su personal: JT Reservorios y Geoinfo.

Referencias

González, G., Vallejo, D., Kietzmann, D., Marchal, D., Desjardins, P., González Tomassini, F., Gómez Rivarola, L. y Domínguez, R. F. (2016). *Transecta regional de la Formación Vaca Muerta: Integración de sísmica, registros de pozos, coronas y afloramientos*, IAPG-AGA, 244.

Hampson, D., Russell, B. y Bankhead, B. (2005). *Simultaneous inversion of pre-stack seismic data*, SEG Technical

Program Expanded Abstracts: 1633-1637. December 07.

Herron, M., Matteson, A., (1993). Elemental Composition and Nuclear Parameters of Some Common Sedimentary Minerals. *Nuclear Geophysics*, 7(3), 383-406.

Hester, T., Schmoker, J., (1987). *Determination of Organic Content from Formation-Density Logs, Devonian-Mississippian Woodford Shale, Anadarko Basin, Oklahoma*. USGS Open-Fole Report 87-20.

Howell, J., Veiga, G., Spalletti, L. y Schwarz, E. (2015). *The Neuquén Basin, Argentina - A Case Study in Sequence Stratigraphy and Basin Dynamics*.

McDonough, K. J., Bouanga, E., Pierard, C., Sterne, E. J., Granath, J. W., Danforth, A. & Gross, J. S. (2012). *Submarine Fan Chronostratigraphy From Wheeler-Transformed ION Basin SPAN Seismic Data, Late Cretaceous - Tertiary, Offshore Tanzania*. PESA News Resources.

Mallet, J. L. (2004). *Space-time mathematical framework for sedimentary geology: Mathematical Geology*, 36, 1-32.

2008, *Numerical earth models: European Association of Geoscientists and Engineers*. Education tour series.

Mayer, C. y Sibbit, A. (1980). *Global, a New Approach to Computer-Processed Log Interpretation, paper SPE 9341 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, September 21-24*.

Qayyum, F., De Groot, P., Yasin, J. & Akhter, G. (2012). *Building a Sequence Stratigraphic Framework from HorizonCube and Well Data*. 74th EAGE Conference & Exhibition incorporating SPE EUROPEC, Copenhagen, Denmark.

Qayyum, F., Hemstra, N. & De Groot, P. (2013). Dense sets of seismic horizons - A New Approach to Stratigraphic Interpretation. *Geophysical Corner, AAPG Explorer*, 68-69.

Qayyum, F., Hemstra, N. & Singh, R. (2013). A Modern Approach to Build 3D Sequence Stratigraphic Framework. *Oil and Gas Journal*, 111(10).

Sánchez, M., Asurmendi, E. y Armas, P. Subgrupo Río Colorado Grupo Neuquén: Registros de paleosismicidad en la cuenca de antepaís andina, Cuenca Neuquina, Provincias de Neuquén y Río Negro.

Slatt, R., Abousleiman, Y. (2011). *Multi-scale, Brittle-Ductile Couplets in Unconventional Gas Shales: Merging Sequence Stratigraphy and Geomechanics*. Search and Discovery Article #80181. AAPG.

Simm, R., Bacon, M. (2014). *Seismic Amplitude: An Interpreter's Handbook*, Cambridge University Press.

Sosa Massaro, A., Frydman, M., Ezequiel Lombardo, E., Canatelli, A., Arguello, J., De Barrio, T., Marchal, D., Teran, C., Hryb, D., Díaz, E., Cruz, L., Paris, M. y Nawratill, A. *Transecta geomecánica de la formación Vaca Muerta. Un nuevo proyecto de cooperación*, 2022. A presentar en CONEXPLO 2022.

Wolak, J., Hemstra, N., Ochoa, J. & Pelissier, M. (2013). Reconstruction of depocenter evolution through time using relative stratigraphic thickness. *The Leading Edge*, 32(2), 172-177.

Varela, R., Hasbani, J., (2017). A rock mechanics laboratory characterization of Vaca Muerta formation. *American Rock Mechanics Association*, 16(2), 222-231.

Transecta geomecánica de la formación Vaca Muerta. Un nuevo proyecto de cooperación

Por *Agustín Sosa Massaro (Pluspetrol); Marcelo Frydman (Phoenix Global Resources); Ezequiel Lombardo (Chevron Argentina); Axel Canatelli (TotalEnergies); Jorge Argüello, Teresa De Barrio y Denis Marchal (Pampa Energía); Claudia Terán y Damián Hryb y Elanor Díaz (YPF); Leonardo Cruz (Equinor); Martín Paris (Consultor); y Alejandro Nawratill (Capsa Capex)*

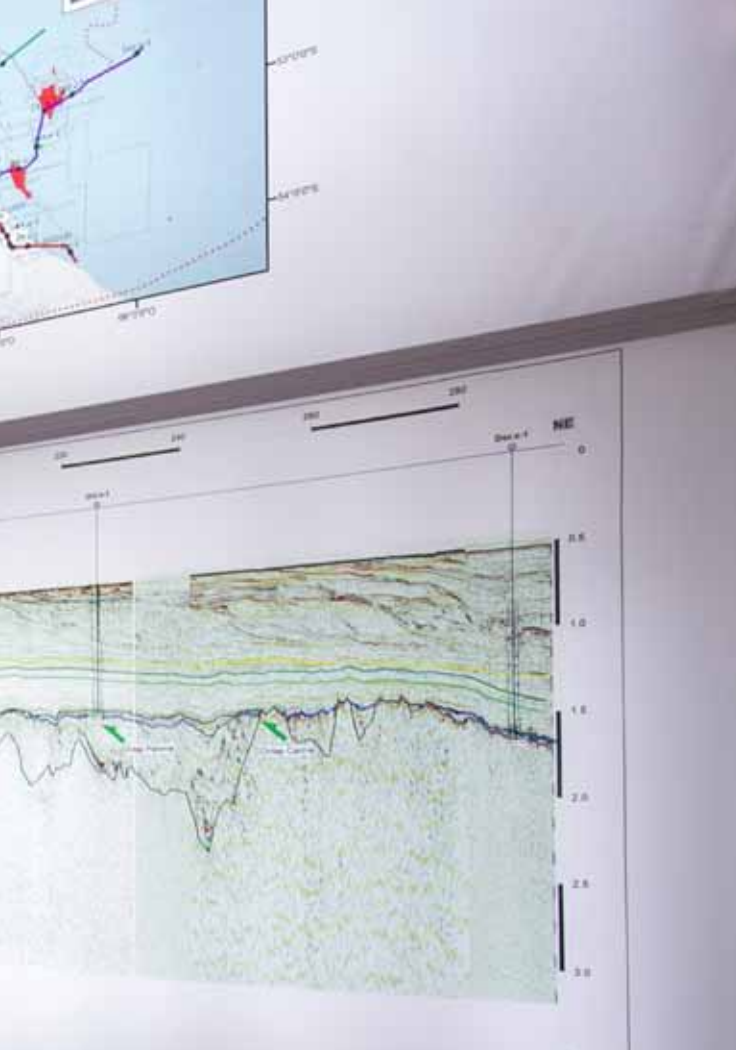
Este trabajo geomecánico fue realizado en conjunto por las empresas que operan en Vaca Muerta. Completa el trabajo iniciado en 2016.

Trabajo seleccionado sobre tema de Geomecánica del 11° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos del IAPG

En 2016 se elaboró una transecta regional de más de 300 km de extensión (Figura 1, ver línea punteada blanca), donde se integró información de subsuelo, como sísmica, registros de pozos y testigos corona, junto con información de afloramientos (González *et al.*, 2016). En el trabajo citado, el sistema Vaca Muerta-Quintuco se subdividió en seis unidades sísmicas (U1-U6) delimitadas por superficies de distribución regional (Sattler *et al.*, 2016) teniendo en consideración criterios de estratigrafía sísmica y análisis previamente realizados por otros autores (Figura 2).

Durante 2017 tuvo lugar la conformación de una Subcomisión de Geomecánica, dependiente de la Comisión de Exploración y Desarrollo del IAPG, que luego del Congreso CONEXPLO 2018 y con cambio de autoridades, fue recatalogada a Comisión de Geomecánica.

Con el marco teórico provisto por la Transecta Regional, que permitió explicar la gran complejidad observada en la génesis de las formaciones correspondientes al



sistema Quintuco-Vaca Muerta y una vez definidos cada unidad y cada intervalo que la componen, se dio lugar a una segunda instancia de profundización en el conocimiento de la formación Vaca Muerta, a partir de la construcción de una transecta geomecánica (Figura 1, líneas llenas azul, verde y rojo) generada a partir de modelos geomecánicos 1D en pozos pertenecientes a 13 bloques y la inversión sísmica de la mayor parte de esta transecta, en lo que se conoce como la transecta geofísica (Figura 1, línea punteada amarilla). Esto permitirá aportar información fundamental en las diferentes etapas del desarrollo de este *shale*, desde la perforación y completación hasta la producción.

El flujo de trabajo común ha sido abordado por geomecánicos de distintas empresas que operan en la cuenca, empresas de servicio y consultores independientes, quienes han compartido información y conocimientos, en lo que se conoce hoy como “cooperación”, para generar una mejor comprensión de las variaciones geomecánicas de la formación Vaca Muerta, tanto en nivel local como regional en una transecta de dirección predominante NO-SE. Los parámetros analizados fueron aquellos que conforman el modelo geomecánico acorde para este tipo de formaciones, como propiedades elásticas y de resistencia anisotrópicas, presión poral y los esfuerzos principales.

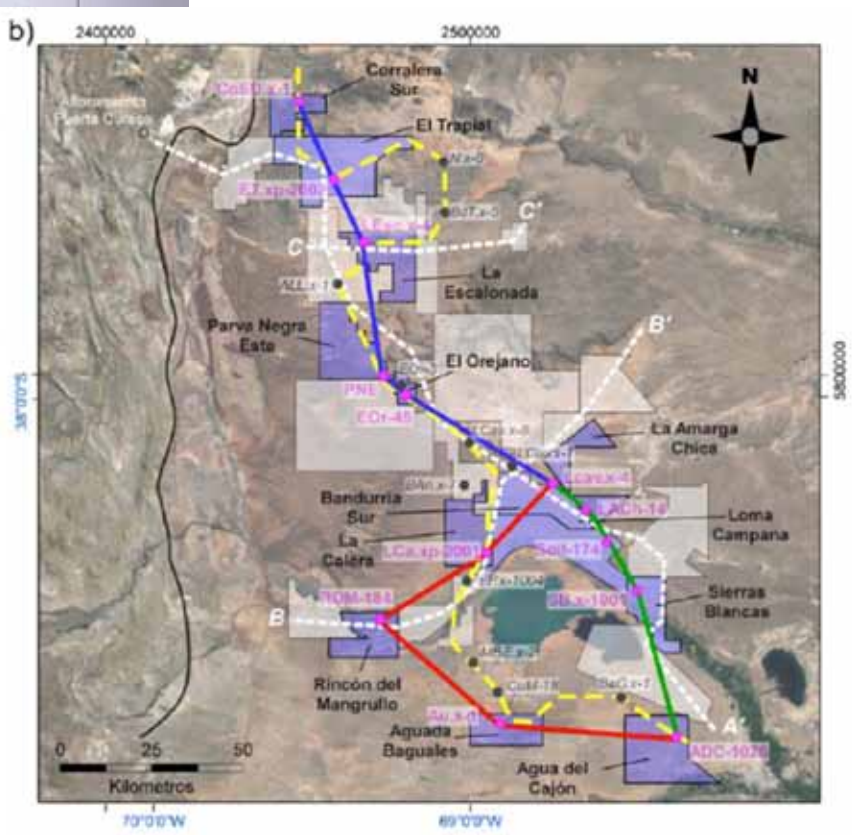


Figura 1. Mapa del área de trabajo en el que se observa en línea llena azul la transecta regional geomecánica propuesta en este estudio, bifurcándose hacia el sur en un transecta oeste, en rojo coincidente con la transecta regional geofísica - línea punteada amarilla; y otra hacia el este coincidente con la transecta regional del sistema Vaca Muerta-Quintuco - línea punteada blanca (Sattler *et al.*, 2016).

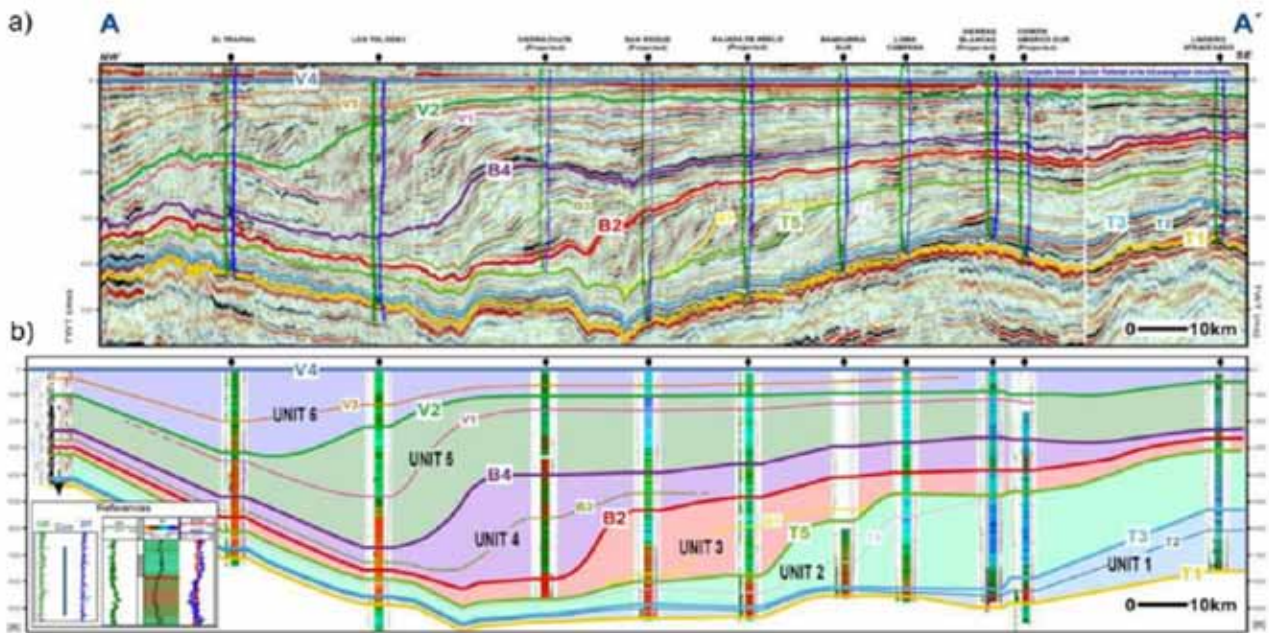


Figura 2. a) Transecta regional del sistema Vaca Muerta-Quintuco (Sattler *et al.*, 2016). b) Subdivisión del sistema Vaca Muerta-Quintuco en unidades sísmicas (Sattler *et al.*, 2016) (U1-U6: Unidad 1-Unidad 6; T: Tithoniano; B: Berriasiano; V: Valanginiano).

Marco geológico

La cuenca Neuquina está ubicada en la región centro-este de la Argentina. Se encuentra limitada al oeste por el arco magmático andino, al noroeste por el sistema de la Sierra Pintada y al sureste por el macizo Norpatagónico (Vergani *et al.*, 1995; Ramos *et al.*, 2011). Presenta una forma triangular y ocupa una superficie de 160.000 km² (Vergani *et al.*, 1995), que abarca un espesor sedimentario de hasta 7000 m compuesto por una variedad de litologías. Constituye una cuenca de retroarco con una compleja historia geológica.

La formación Vaca Muerta es una potente unidad que se extiende desde el Tithoniano al Valanginiano inferior y abarca aproximadamente 30.000 km² de la cuenca Neuquina (Ramos *et al.*, 2020). Limita hacia la base,

y de forma neta, con las formaciones Tordillo y Quebrada del Sapo (y equivalentes); y hacia el tope, de manera transicional y diacrónica, con la formación Quintuco y sus equivalentes (Leanza *et al.*, 2020) (Figura 3). La formación Vaca Muerta constituye los términos distales de los depósitos asociados a las clinoforras (*foresets* y *bottomsets*) compuestos por mudstones y margas intercaladas con calizas y finas capas volcánoclasticas; mientras que los depósitos proximales (*topsets*) corresponden a la formación Quintuco, conformada principalmente por *grainstones*, *bindstones*, *wackstones* y dolomías (Kietzmann *et al.*, 2020).

La transecta geomecánica se dispone en dirección noroeste-sureste (NW-SE), la mayor parte de su recorrido sigue lo que se conoce como el Sinclinal de Añelo (Figura 4). Esta estructura representa un bajo a escala cuenca,

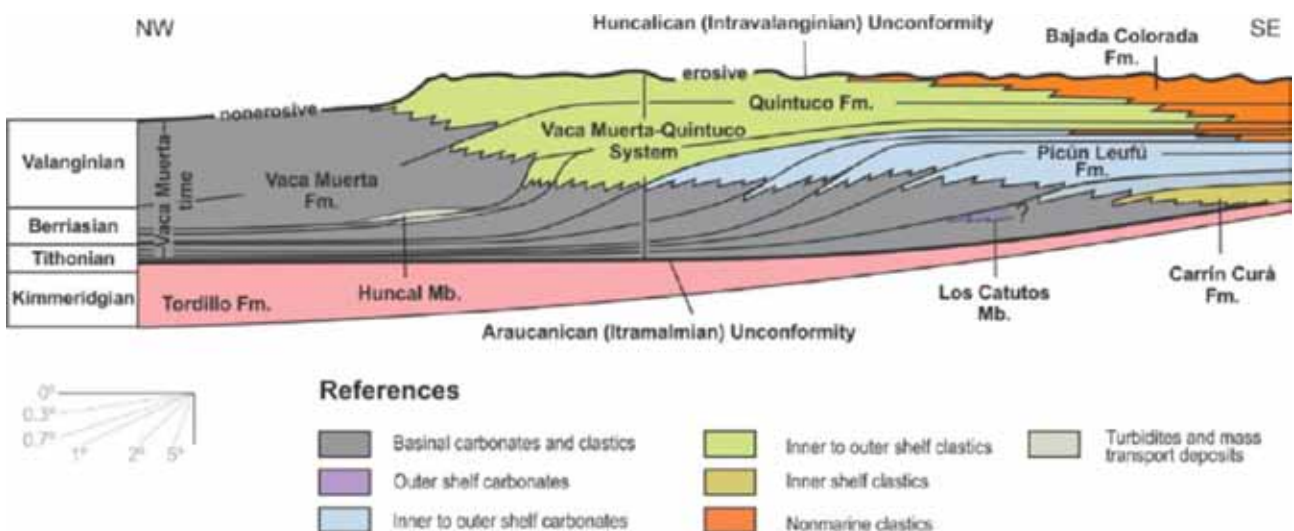


Figura 3. Corte esquemático NO-SE del engolfamiento neuquino que ilustra el sistema Vaca Muerta-Quintuco (modificado de Leanza *et al.*, 2020).

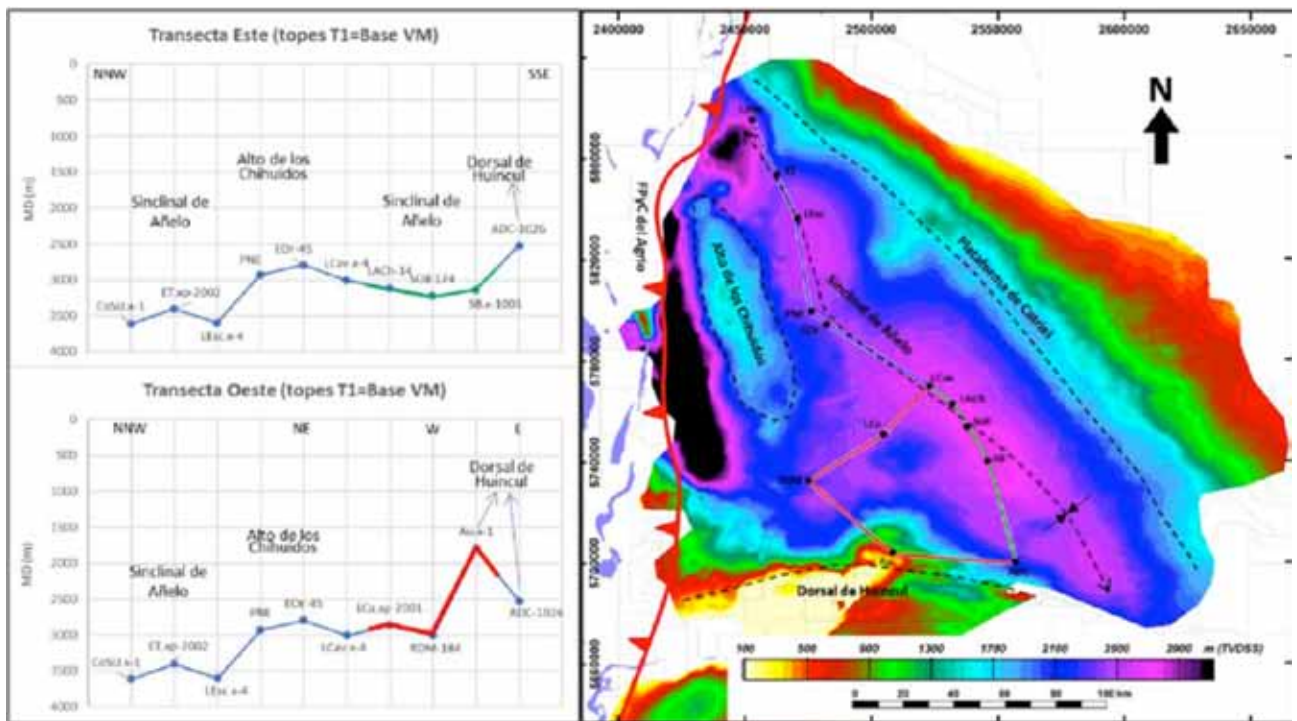


Figura 4. Izq.: perfiles estructurales a la base de la formación Vaca Muerta para el sector Este (traza en verde) y Oeste (traza en rojo) de la transecta geomecánica. Der.: mapa estructural a la base de la formación Vaca Muerta que muestra sus principales rasgos estructurales y la traza correspondiente a la transecta geomecánica.

que a su vez se profundiza hacia el NO (bloques Corralera Sur, El Trapial y La Escalonada) por efecto de la sobrecarga litostática producto del apilamiento tectónica de la Cordillera de los Andes (Faja Plegada y Corrida del Agrío). Hacia el sector centro de la transecta, los bloques Parva Negra Este y El Orejano se encuentran en una posición estructural elevada, producto de la influencia del Alto de los Chihuidos, pasando hacia el sur a una nueva profundización dentro del Sinclinal de Añelo, para luego ascender nuevamente a las profundidades más someras de la transecta generadas por la Dorsal de Huincul (bloques Aguada Baguales y Aguada del Cajón).

En línea con lo observado en las figuras 2, 3 y 4, sumado al conocimiento regional de la cuenca, se describe cada bloque a partir del sector donde se encuentra ubicado respecto de la transecta, las facies y litologías que componen las formaciones Quintuco y Vaca Muerta, su condición morfo-estructural y la ventana de generación de hidrocarburos en la cual se encuentran. En la figura 5 se resume lo explicado anteriormente, además permite comprender las variaciones laterales y verticales observadas en las diversas propiedades geomecánicas estudiadas a lo largo de la transecta.

Metodología

A partir de los diversos debates y presentaciones llevadas a cabo durante 2020 a 2022 dentro de la Comisión de Geomecánica, donde se incluyó además un *Workshop* integrador entre empresas, se propuso compartir conocimientos y lecciones aprendidas. El plan fue unificar los modelos geomecánicos de tipo 1D, primero analizando

el marco geológico regional y tomando como base lo que se analizó en la transecta regional del sistema Quintuco-Vaca Muerta (Sattler *et al.*, 2016). Luego se estudió la información disponible en todos los pozos intervinientes en esta nueva transecta (“auditoría de datos”), con el fin de asegurar buena calidad y cantidad en la información para obtener modelos confiables y comparables. Asimismo, se realizó un “análisis de eventos geomecánicos” ocurridos durante las perforaciones de estos pozos, con la intención de comprender y ubicar aquellos eventos más comunes que pueden ocurrir en las distintas zonas y profundidades/intervalos dentro de la cuenca Neuquina, y específicamente dentro de la formación Vaca Muerta. En lo relacionado con las propiedades mecánicas de las rocas, se analizaron y compararon utilizando los mismos criterios, ecuaciones y correlaciones, las “propiedades elásticas dinámicas isotrópicas y estáticas anisotrópicas”, las “propiedades de resistencia anisotrópicas” (Resistencia Máxima a la Compresión sin Confinamiento o UCS, por sus siglas en inglés; y la Resistencia Máxima a la Tensión sin Confinamiento o TS, por sus siglas en inglés). En cuanto a los esfuerzos, se estimaron la Sobrecarga litostática, la Presión poral junto con su Coeficiente de Biot isotrópico, los Esfuerzos Horizontales (mínimo y máximo), y la Dirección del Esfuerzo Horizontal Máximo.

En líneas generales, se propuso analizar la información de los trece (13) pozos intervinientes en la Transecta geomecánica, para estimar sus propiedades según la lista que se detalla a continuación:

- 1) Auditoría de datos
- 2) Análisis de eventos geomecánicos
- 3) Propiedades elásticas dinámicas isotrópicas y estáticas anisotrópicas

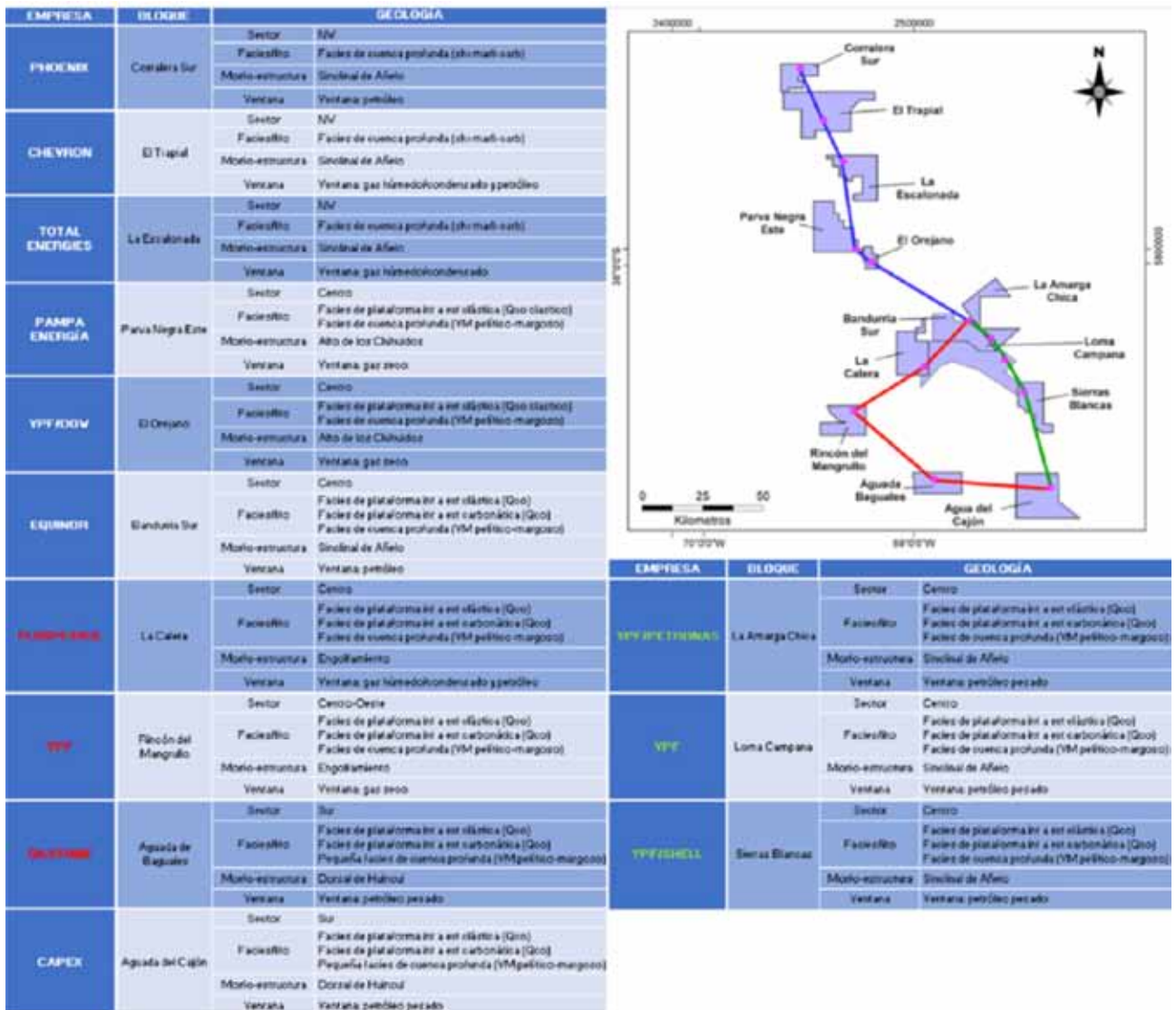


Figura 5. Resumen de propiedades geológicas descriptivas de cada bloque a lo largo de la Transecta Geomecánica. Los nombres de las empresas en color blanco conforman la transecta en color azul, aquellas en color rojo conforman la transecta oeste, y en verde la transecta este.

- 4) Propiedades de Resistencia: UCS y TS horizontales y verticales
- 5) Sobrecarga Litostática
- 6) Presión poral y Biot isotrópico
- 7) Esfuerzos horizontales (mínimo y máximo)
- 8) Dirección de esfuerzos

El orden es el propuesto según el siguiente flujo de trabajo de cuatro niveles de análisis y nueve pasos de trabajo (Figura 6).

1) Auditoría de datos

Se realizó la auditoría de datos con el fin de coleccionar y evaluar la disponibilidad y la calidad de estos. En la figura 7 se muestra en detalle la cantidad de cada tipo de dato en los pozos utilizados en este trabajo.

Se puede observar muy buena disponibilidad de información referente a datos durante la perforación y perfiles de pozo. Respecto de las propiedades mecánicas se tiene una buena cobertura siendo el coeficiente de Biot el dato de menor disponibilidad por la complejidad del

ensayo para obtenerlo. Para la calibración de presión poral, se pudieron utilizar datos de DFIT (diagnóstico de inyección de fractura) en 7 pozos de los 13 en total. Luego, para la calibración de esfuerzo mínimo, se tiene una media a escasa cantidad de presiones de cierre que se complementa con una buena información de ISIP's (cierre instantáneo de presión).

2) Análisis de eventos

La figura 8 presenta una síntesis por bloque de aquellos eventos ocurridos en los pozos utilizados para este trabajo, que en muchos casos son comunes para todos los bloques.

En forma resumida, se observa que la mayoría de las empresas informan realizar sus perforaciones utilizando la técnica de UBD (*Underbalance Drilling*), asociada al uso de MPD (*Managed Pressure Drilling*) como medida de mitigación para tener un control de las presiones ejercidas por el fluido de perforación en condiciones dinámicas y estáticas (perforación, cambio de BHA, conexiones de tubería, etc.) y en ocasiones el uso de píldoras densas y material sellante (LCM-Loss Circulation Material).

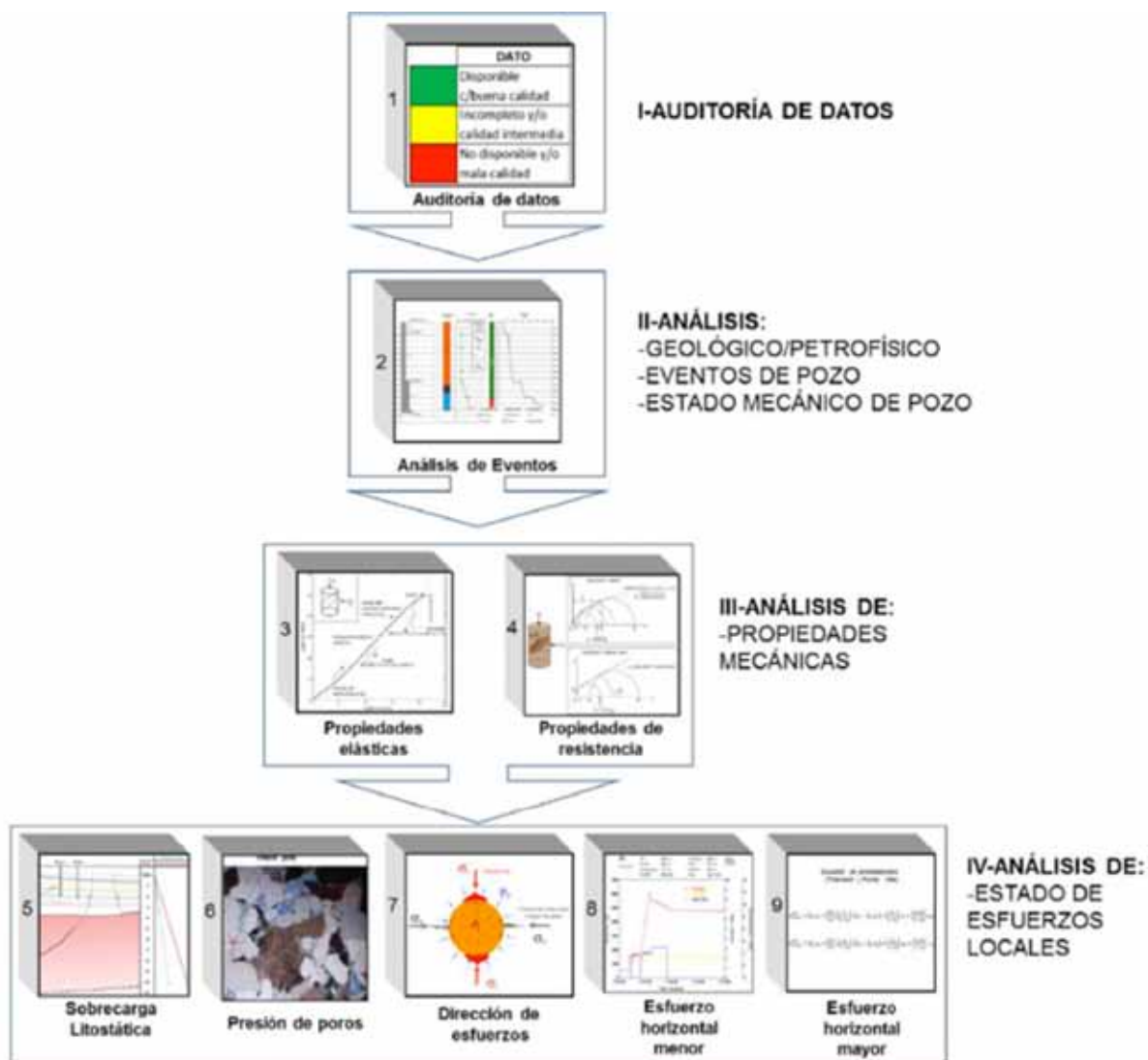


Figura 6. Esquema de flujo de trabajo coordinado entre empresas (tomado y modificado de Sosa Massaro, 2019).

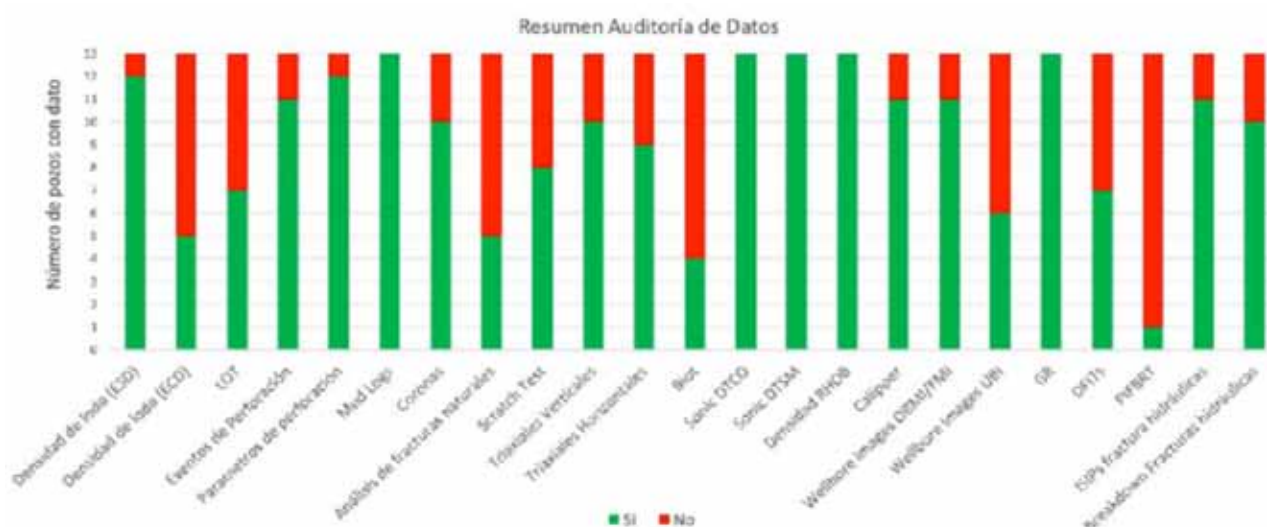


Figura 7. Tabla comparativa de datos utilizados por pozo. El color verde indica el porcentaje de pozos con el dato mencionado en el eje "x", mientras que el color rojo indica el porcentaje de pozos con faltante del dato.

EMPRESA	BLOQUE	Técnica de perforación y Formas de control	EVENTOS GEOMECÁNICOS
PHOENIX	Corralera Sur	UBD	Influjos. En la rama horizontal: admisiones y derrumbes.
CHEVRON	El Trapal	UBD y MPD	Picos de gas total y gas de conexión al ingresar al Sist. Qco-VM. Breakouts escasos y de limitado desarrollo. Fracturas inducidas escasas, únicamente en Qco.
TOTALENERGIES	La Escalonada	MPD Material sellante	Presencia de gas en puntos identificados, con aumento hacia las secciones ricas en TOC.
PAMPA ENERGÍA	Parva Negra Este	MPD	Influjos en Qco y VM.
YPF/DOW	El Orejano	MPD Material sellante	Gasificaciones
EQUINOR	Bandurria Sur	No reporta	Presencia de gas mitigada con ajustes en el peso del lodo.
PLUSPETROL	La Calera	MPD Material sellante	Aporte de gas durante perforación, conexiones y viajes. Mayormente debidas a la presencia de fracturas naturales hacia la base de la Fm. Qco y tope de VM. Asentamientos en intercalaciones carbonáticas.
YPF	Rincón del Mangrullo	MPD Material sellante	Influjos.
OILSTONE	Aguada de Baguales	No reporta	A pesar de haber sido perforado con densidad de lodo equivalente a la hidrostática no reporto problemas.
YPF/PETRONAS	La Amarga Chica	MPD Material sellante	Gasificaciones
YPF	Loma Campana	MPD Material sellante	No se observaron eventos.
YPF/SHELL	Sierras Blancas	MPD Material sellante	Influjos controlados con aumento en la densidad del lodo. Fricciones y pérdidas parciales durante el bombeo de píldoras viscosas.
CAPEX	Aguada del Cajón	No reporta	Incremento en la magnitud de Influjos a medida que se profundiza desde el tope de Qco.

Figura 8. Resumen de eventos de perforación ocurridos en los pozos pertenecientes a la transecta geomecánica.

Los eventos de mayor incidencia durante la perforación del sistema Quintuco-Vaca Muerta son los influjos, pérdidas parciales de circulación y asentamientos. Estos eventos son más frecuentes en los niveles inferiores de la formación Quintuco y superiores de la formación Vaca Muerta.

3) Propiedades elásticas dinámicas isotrópicas y estáticas anisotrópicas

En la industria del petróleo y el gas, las propiedades mecánicas de las rocas se derivan de datos de registros sísmicos y sísmicos. Las pruebas de mecánica de rocas

de laboratorio son esenciales para la calibración de las propiedades elásticas y de resistencia derivadas de los registros sísmicos y de densidad. Para la formación Vaca Muerta a nivel cuenca incluyen, pruebas triaxiales (plugs verticales, horizontales y a 45° con respecto a la laminación de la roca).

En la figura 9 se presenta un diagrama del aprendizaje automático supervisado utilizado como herramienta para estimar propiedades mecánicas. En este modelo, se utilizan registros eléctricos del pozo piloto vertical para entrenar algoritmos que predicen resultados de laboratorio. Esta metodología permite un aprendizaje automá-

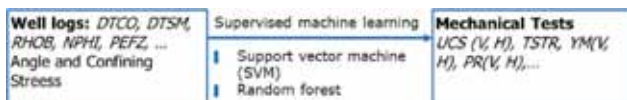


Figura 9. Aprendizaje supervisado como herramienta para estimar propiedades mecánicas.

tico, o sea, el modelo aprende a medida que nuevos ensayos de laboratorio estén disponibles. Se utilizó *Support Vector Machine* (SVM) y *Random Forest* como procesos de aprendizaje automático.

Estas regresiones se verificaron por coherencia con las desarrolladas por otros autores (Varela y Hasbani, 2017; Frydman *et al.*, 2016 y Sosa Massaro, 2019), que se construyeron utilizando cientos de pruebas de laboratorio de mecánica de rocas a partir de muestras de núcleos para la formación Vaca Muerta a lo largo de la cuenca Neuquina.

3a) Propiedades elásticas dinámicas isotrópicas

Los medios elásticamente isotrópicos poseen propiedades iguales en sus tres ejes de simetría. No es recomendable utilizar modelos basados en isotropía en rocas altamente heterogéneas como la formación Vaca Muerta, debido a su alto nivel de anisotropía mecánica, pero pueden resultar la base para construir un modelo más complejo a partir de ciertas asunciones y correlaciones para transformarlas en propiedades anisotrópicas estáticas, como se realizó en este trabajo.

Las propiedades dinámicas isotrópicas fueron calculadas de la forma convencional según las siguientes ecuaciones (Warpinski *et al.*, 1998 y Thorne y Wallace, 1995):

$$G^{dyn} = 13474,45 \cdot \frac{\rho}{DTSM^2} \quad \text{Ecuación 1}$$

$$K_b^{dyn} = 13474,45 \cdot \frac{\rho}{DTCO^2} - \frac{4}{3} \cdot G^{dyn} \quad \text{Ecuación 2}$$

$$E^{dyn} = \frac{9G^{dyn} \cdot K_b^{dyn}}{G^{dyn} + 3 \cdot K_b^{dyn}} \quad \text{Ecuación 3}$$

$$\nu^{dyn} = PR^{dyn} = \frac{1}{2} \cdot \left(\frac{DTSM^2 - 2 \cdot DTCO^2}{DTSM^2 - DTCO^2} \right) \quad \text{Ecuación 4}$$

donde G^{dyn} representa el módulo de cizalla en unidades de MPSI,

K_b^{dyn} representa el módulo E^{dyn} de rigidez en MPSI, representa el módulo de Young en MPSI, y ν representa la relación de Poisson. Estas propiedades se obtienen a partir de relaciones entre la densidad volumétrica de la roca (“ ρ ” RHOB en g/cm³) y la lentitud (en inglés *slowness*) de la onda de corte DTSM (en μ s/ft), obtenida a partir de la inversa de la velocidad de la onda de cizalla (o de corte) “Vs”, y la onda compresional DTCO (en μ s/ft), obtenida a partir de la inversa de la velocidad de la onda compresional “Vp”.

3b) Propiedades elásticas estáticas anisotrópicas

Para poder obtener los parámetros elásticos estáticos (módulo de Young y relación de Poisson) a partir de los perfiles registrados en los pozos es necesario obtener una ley de transformación de propiedades dinámicas a propiedades estáticas. Para evaluar el grado de anisotropía de las propiedades mecánicas se realizan ensayos a compresión confinada con plugs orientados perpendicular y transversalmente a las laminaciones. En la figura 10, se representan la importancia (*Feature Importance Ranking*) de cada uno de los registros eléctricos utilizados como datos de entrada para generar la regresión de las propiedades elásticas anisotrópicas. Los más relevantes son el ángulo de orientación (vertical, horizontal o 45°), densidad (RHOB), tiempo de tránsito de cizalla (DTSM), tiempo de tránsito de compresional (DTCO) y las propiedades dinámicas.

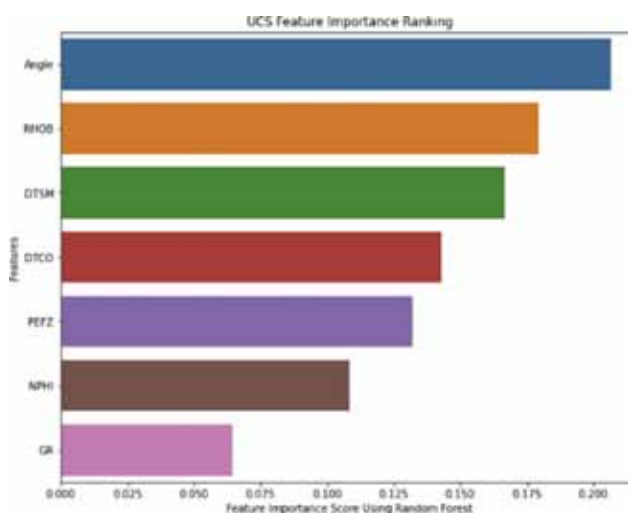


Figura 10. Importancia de los factores que impactan la calibración de propiedades elásticas.

Las correlaciones utilizadas en este trabajo para obtener los módulos de Young vertical y módulo de Young horizontal fueron estimadas a partir de los estudios desarrollados por Varela y Hasbani (2017). Es importante tener en cuenta que las propiedades estáticas se evaluaron en plugs, mientras que las dinámicas en registros. Hay una diferencia importante de escala. Sin embargo, fue posible reducir la incertidumbre asociada a las propiedades dinámicas generadas por las variaciones de frecuencia entre las mediciones de registros sísmicos en pozo y datos ultrasónicos de laboratorio. Los autores consideran una suposición razonable para caracterizar la heterogeneidad del *shale* en el reservorio no convencional.

Las ecuaciones utilizadas para la obtención de los módulos elásticos anisotrópicos fueron las siguientes (Varela y Hasbani, 2017):

$$E_{staV} [Mpsi] = 69845 \cdot DTCO^{-2.28} \quad \text{Ecuación 5}$$

$$E_{staH} [Mpsi] = 2,4396 \cdot E_{staV}^{0.6052} \quad \text{Ecuación 6}$$

donde E_{staV} representa el módulo de Young vertical y E_{staH} representa el módulo de Young horizontal.

$$PR^{sta}(V \text{ o } H) = -1,93e-07 * CS + 6,24e-04 * Angle + 5,04e-03 * E^{dyn} - 1,45e+00 * PR^{dyn} - 1,40e-02 * DTCO + 7,30e-03 * DTSM - 5,75e-02 * RHOB + 0,79$$

Ecuación 7

Donde,
 CS = Confining Stress (psi): $(Ovb_Grad - Pp_Grad) * TVD(m) * 3,28$
 Ovb_Grad = overburden gradient (psi/ft)
 Pp_Grad = pore pressure gradient (psi/ft)

Angle = 0,0 para vertical y 90,0 para horizontal

Edyn = módulo de Young dinámico isotrópico en Mpsi

Las figuras 11 y 12 presentan los resultados de la regresión para el cálculo de propiedades elásticas (vertical y horizontal) en un pozo de referencia en la formación Vaca Muerta. Para el módulo de Young, la correlación de Varela y Hasbani (2017) en azul es consistente con los resultados de regresión. Sin embargo, la práctica recomendada por Varela y Hasbani (2017) de utilizar la relación de Poisson dinámico no representa las mediciones de laboratorio.

En este trabajo, se utilizó el análisis de ciencia de datos recomendado por uno de los profesionales involucrados (M. Frydman) para obtener la relación de Poisson Estático vertical y horizontal según la ecuación de esta página.

4) Propiedades de resistencia: UCS y TS horizontales y verticales

La resistencia a la compresión no-confinada de la roca (UCS-*Unconfined Compressive Strength*) se utiliza en la determinación de la falla de las paredes del pozo durante la perforación, la producción de arena debida a la reducción de la presión de formación (*drawdown*) y otros. Las pruebas de resistencia no-confinada en núcleos pueden ofrecer un método de calibración puntual para los registros continuos calculados. Existen varias ecuaciones empíricas para calcular el valor del UCS a partir de registros, por ejemplo, Chang *et al.* (2006).

En la figura 13 se muestra el grado de importancia de cada uno de los registros eléctricos utilizados como datos de entrada para generar la regresión del UCS (*Feature Importance Ranking*). Para estimar el UCS anisotrópico, los parámetros más relevantes son: el ángulo de orientación (vertical, horizontal o 45°), densidad (RHOB), tiempo de tránsito de cizalla (DTSM) y tiempo de tránsito compresional (DTCO).

En este trabajo, para el cálculo del UCS vertical y horizontal se utilizaron las correlaciones de Varela y Hasbani (2017), representadas por las siguientes ecuaciones:

$$UCS_V[psi] = 40000000 * DTCO_V^{-1,779}$$

Ecuación 8

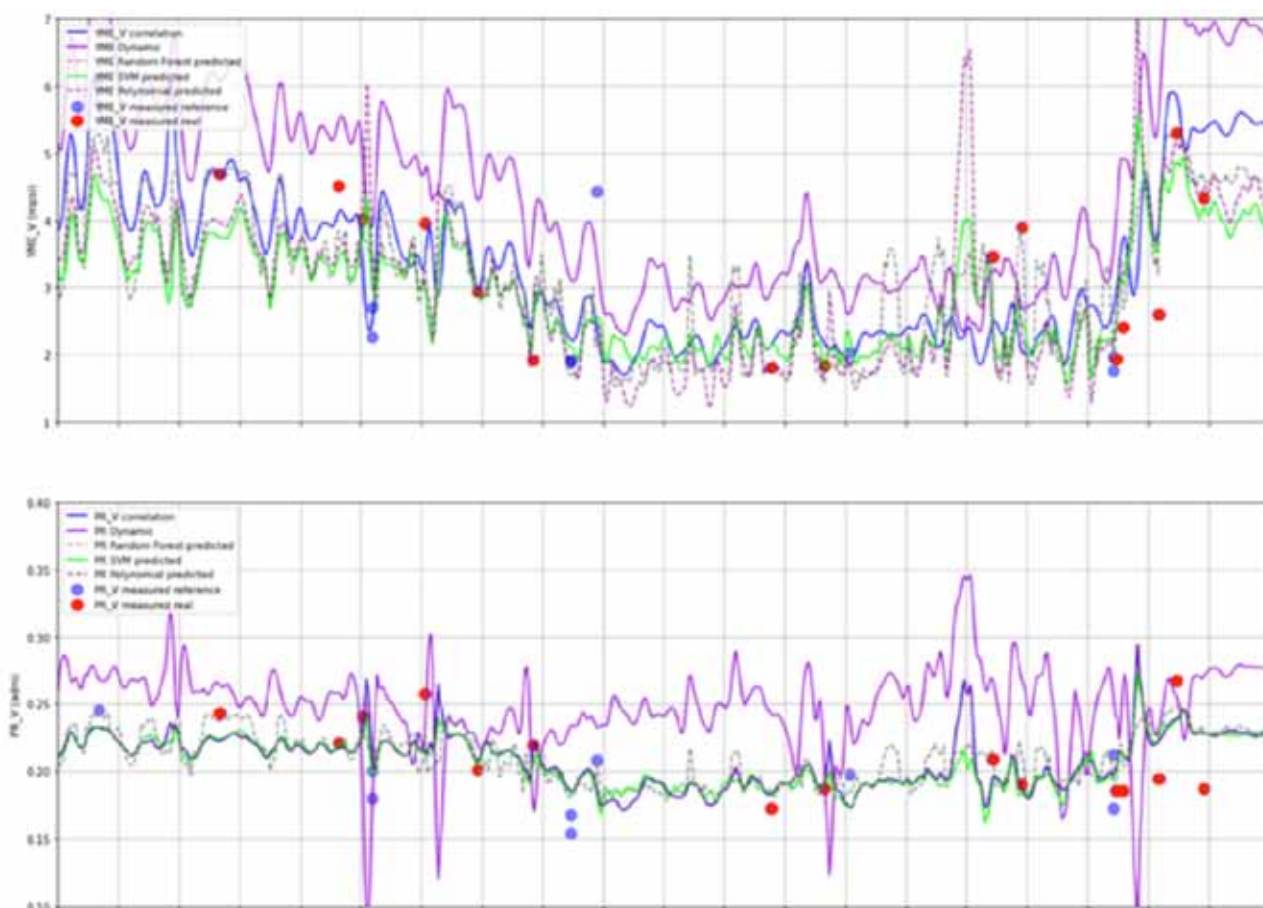


Figura 11. Regresiones para cálculo de las propiedades elásticas verticales (arriba: módulo de Young, abajo: relación de Poisson).

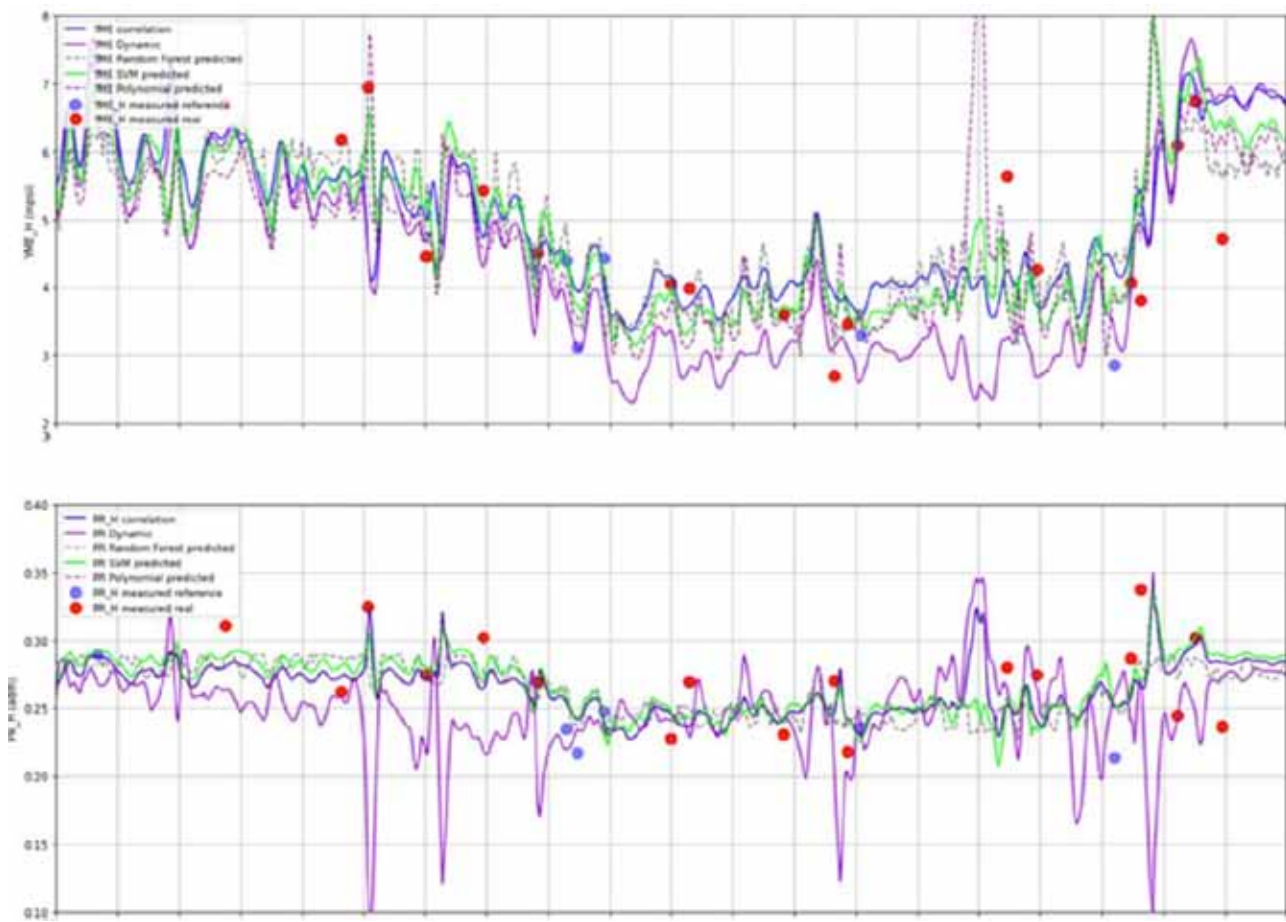


Figura 12. Regresiones para cálculo de las propiedades elásticas horizontales (arriba: módulo de Young, abajo: relación de Poisson).

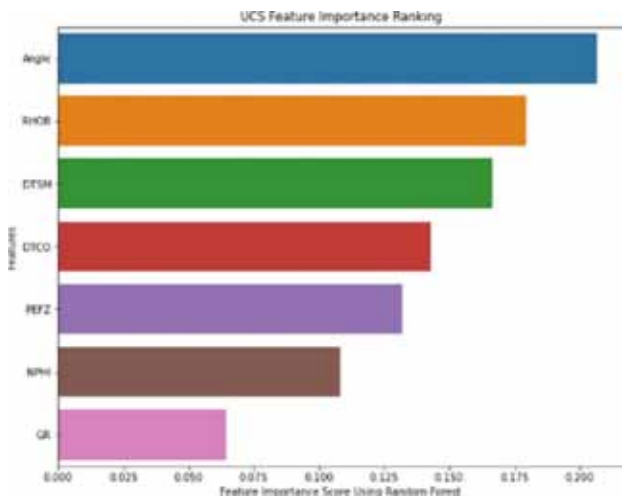


Figura 13. Importancia de los registros eléctricos para generar la regresión del UCS.

$$UCS_H[\text{psi}] = 0,7035 \cdot UCS_V \quad \text{Ecuación 9}$$

En la figura 14 se presentan los resultados de la regresión para el cálculo del UCS vertical y horizontal en un pozo de referencia. La correlación de Varela y Hasbani (2017) en azul es consistente con el resultado de *Random Forest* y mediciones de laboratorio, mientras que

SVM sobrestima el UCS horizontal. Los puntos en rojo corresponden a medidas directas en este pozo, mientras que los puntos en azul corresponden a otros pozos en nuestra base de datos con mismos DTMO, DTSM y RHOB, y diferencias menores a un 2,5%. Es importante notar que el pozo de referencia puede ubicarse en áreas geográficamente diferentes, pero los autores del estudio de transecta geomecánica recomiendan realizar ensayos geomecánicos en las áreas prospectivas para evaluar si existen impactos asociados a condiciones de Vaca Muerta diferentes a la zona de interés.

En cuanto a la estimación de la Resistencia a la Tracción (*TS-Tensile Strength*), puede ser obtenida y calibrada sobre la base de correlaciones realizadas a partir de ensayos denominados como pruebas brasileñas. Para los fines prácticos de este trabajo, se decidió unificar criterios y simplificar, por ello se utilizó simplemente el 10% del UCS vertical y horizontal, como se demuestra en trabajos previos.

5) Sobrecarga litostática (Sig^V)

La sobrecarga o gradiente litostático hace referencia al peso total entre la suma de las diferentes formaciones rocosas apiladas y los fluidos que las saturan a una profundidad determinada, y en el caso de pozos costa afuera, el espesor del agua de mar. La integración del registro de densidad en la dirección vertical del pozo proporciona generalmente una buena estimación del esfuer-

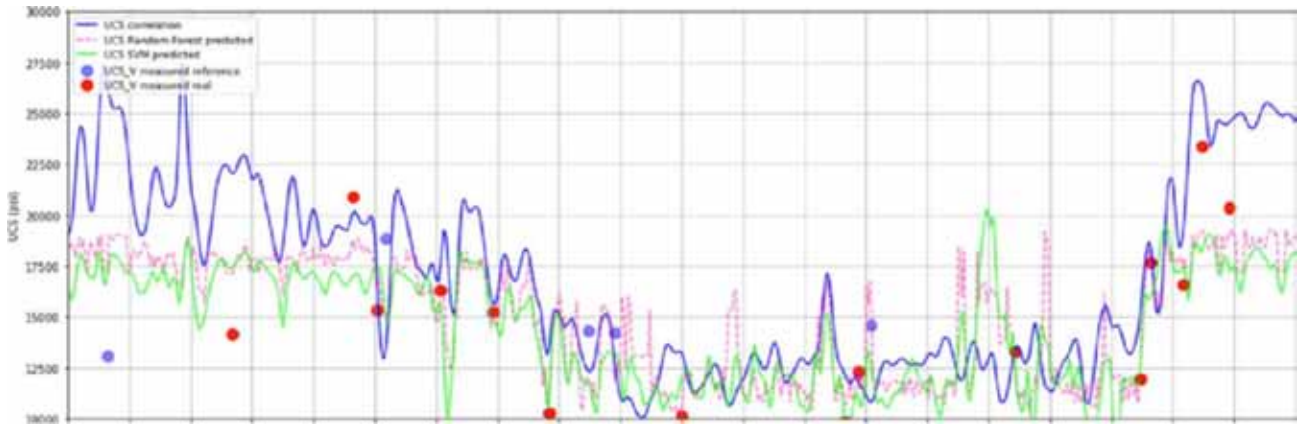


Figura 14. Regresiones para cálculo de UCS.

zo vertical (ecuación 10), en particular en áreas de baja actividad tectónica.

$$\text{Sig}^V = \sigma_v = \int_{z=0}^{z=\text{TVD}} \rho(z) \cdot g \cdot dz \quad \text{Ecuación 10}$$

6) Presión poral y Biot isotrópico

La Presión poral (P_p) se estimó como una constante con un gradiente tal que calibre con las observaciones y mediciones realizadas en campo, como DFIT, fracturas hidráulicas, estimaciones de reservoristas, influjos, campos vecinos, estimaciones generadas a partir de Eaton o Bowers, etc. Según la posición dentro de la cuenca y las consideraciones llevadas a cabo por cada interprete, se pueden observar dos o más cambios de pendientes.

Para el cálculo del coeficiente de Biot isotrópico se utilizó la propuesta ofrecida por Terán para este trabajo. A partir de pruebas experimentales en muestras de corona de los distintos niveles productores de la formación Vaca Muerta, se estableció una correlación que vincula la densidad total de la roca y el coeficiente de Biot. Se utilizaron un total de 8 ensayos de compresibilidad drenada y no drenada de la roca, a partir de los cuales se obtuvieron la compresibilidad Bulk (total) y de los granos, y mediante la ecuación 11, se realizó la estimación del Coeficiente de Biot en cada caso.

$$\text{Biot} = 1 - \frac{(\partial(V_p))_{Pp}}{(\partial(V_p))_{Pc}} \quad \text{Ecuación 11}$$

Como resultado del análisis se obtuvo una correlación tipo polinómica de grado 3, con un ajuste aceptable de R^2 de 0,97 (ecuación 12). Con los mismos datos, se puede tener una aproximación lineal con un R^2 de 0,9433 (ecuación 13). Cabe destacar que esta correlación tiene un rango de validez para densidades entre 2,30-2,80 g/cc y de Biot entre 0,3-0,9; que utiliza además un valor de 0,7 como un *cut-off* mínimo. A continuación, se muestra esta correlación, a partir de la cual se puede observar que el coeficiente de Biot es inversamente proporcional a la densidad de roca (Figura 15).

$$y = 17,506x^3 - 133,15x^2 + 335,36x - 279,11 \quad (\text{con } R^2 = 0,9721) \quad \text{Ecuación 12}$$

$$y = -1,4457x + 4,2888 \quad (\text{con } R^2 = 0,9433) \quad \text{Ecuación 13}$$

Donde,
Y: Biot, X: RHOB [g/cm³]

7) Esfuerzos horizontales anisotrópicos (mínimo y máximo)

Con los parámetros estimados hasta aquí, se calcularon los esfuerzos horizontales mínimo

($\sigma_{h_min}^{Ani}$) y máximo ($\sigma_{H_max}^{Ani}$) utilizando la ecuación poroelástica anisotrópica (ecuaciones 14 y 15), con la salvedad de la utilización de un coeficiente de Biot variable en función de la densidad de la roca e isotrópico. Los cuales fueron calibrados con distintas observaciones y mediciones de campo según análisis e interpretación de cada empresa.

$$\sigma_{h_min}^{Ani} = P_p \cdot \alpha + \left(\frac{E_h}{E_v}\right) \cdot \left(\frac{\nu_v}{1-\nu_h}\right) \cdot (\sigma_v - P_p \cdot \alpha) + \left(\frac{E_h}{1-\nu_h^2}\right) \cdot \nu_h + \left(\frac{\nu_h \cdot E_h}{1-\nu_h^2}\right) \cdot \epsilon_H \quad \text{Ecuación 14}$$

$$\sigma_{H_max}^{Ani} = P_p \cdot \alpha + \left(\frac{E_h}{E_v}\right) \cdot \left(\frac{\nu_v}{1-\nu_h}\right) \cdot (\sigma_v - P_p \cdot \alpha) + \left(\frac{E_h}{1-\nu_h^2}\right) \cdot \nu_H + \left(\frac{\nu_h \cdot E_h}{1-\nu_h^2}\right) \cdot \epsilon_H \quad \text{Ecuación 15}$$

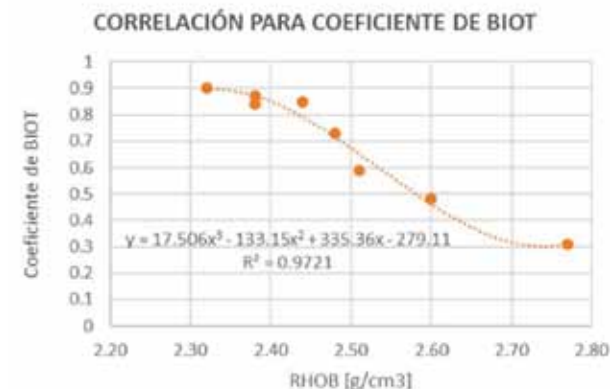


Figura 15. Regresiones para cálculo de UCS.

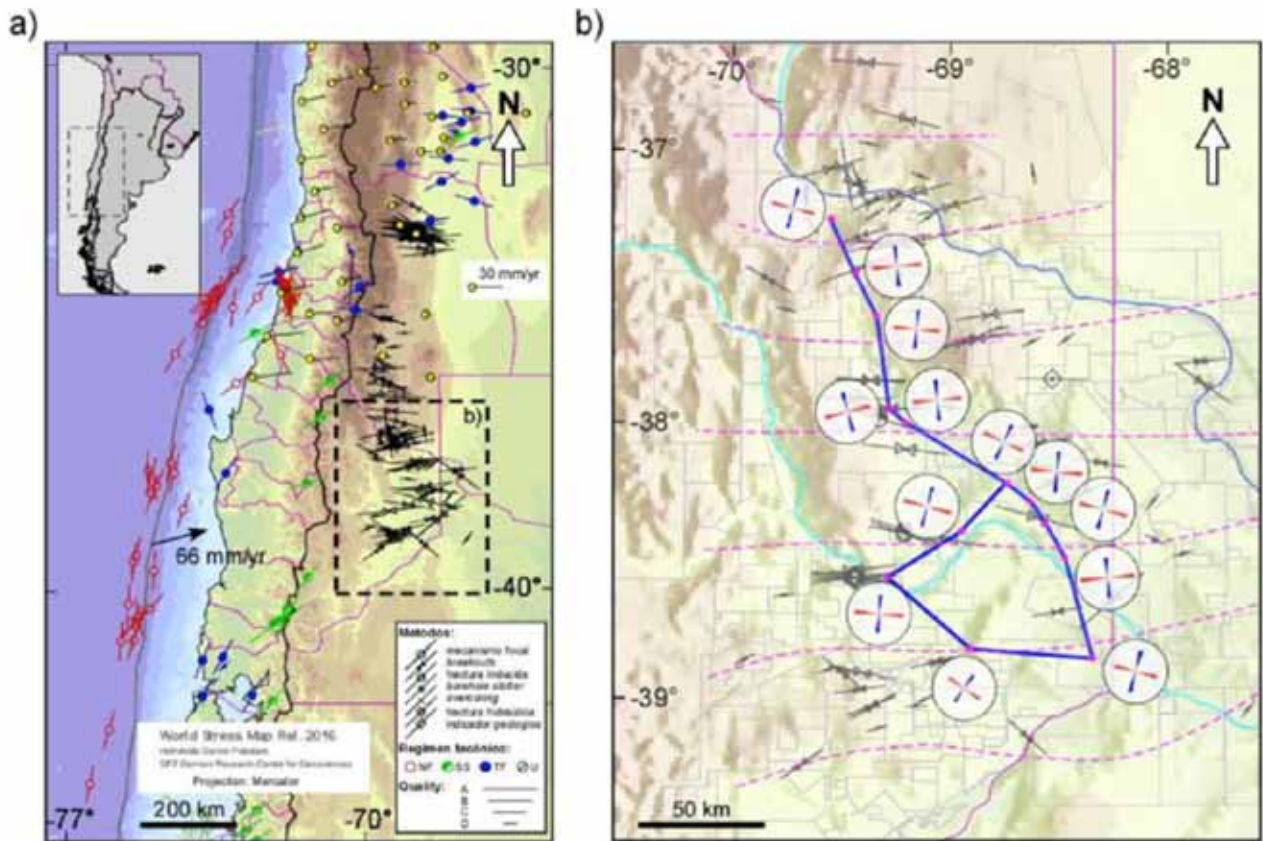


Figura 16. Orientaciones de los esfuerzos horizontales. a) World Stress Map (Heidbach *et al.*, 2016) centrado en el centro-oeste de Argentina. La dirección y la magnitud del vector de convergencia de placas Nazca-Sudamérica son de Iturrieta *et al.* (2017). Los datos de velocidad del GPS (círculos amarillos con marcas negras) son de Brooks *et al.* (2003). Regímenes tectónicos: NF=fallamiento normal; SS=fallas transcurrentes; TF=fallas inversas; U=desconocido. b) Rosetas de SHmáx (rojo) y SHmin (azul) en los pozos (puntos rosas) constituyendo la transecta geomecánica (línea azul). El largo de los pétalos indica el grado de anisotropía entre esfuerzos y la magnitud (pétalos con largos similares=baja anisotropía, pétalos cortos, baja magnitud de esfuerzos). En grises, datos de SHmáx recopilados en Varela *et al.* (2020). Líneas punteadas rosas: trayectoria de SHmáx publicadas por Guzman *et al.* (2007).

8) Dirección de esfuerzos

La determinación de las direcciones de los esfuerzos horizontales (máximo y mínimo) dentro de cada área de interés se obtuvo mediante análisis a diferentes escalas, partiendo desde datos regionales, como el mapa mundial de esfuerzos horizontales de Heidbach *et al.* (2016) (Figura 16a), y de estudios más locales, como el análisis de eventos microsísmicos, el estado de la pared del pozo mediante herramientas de registro de pozos como el calibre multibrazos, las imágenes de pozo y el procesamiento de herramientas sónicas (Figura 16b).

Los datos utilizados en este artículo provienen mayormente del análisis de *breakout* y/o fracturas inducidas durante la perforación en imágenes de pozos. Debe considerarse que los indicadores de direcciones de stress son fidedignos siempre que los pozos sean verticales. Mastin (1988) y Peska y Zoback (1995) advierten que en pozos desviados, las direcciones de *breakout* pueden ser significativamente diferentes a las medidas en pozos verticales. Al respecto, Moreno y Osorio (2022) proponen una metodología para estimar orientación y magnitud de los esfuerzos principales en pozos altamente desviados.

El aporte de este trabajo se centró en la conformación de rosetas de dirección de esfuerzos, con la intención de complementar el conocimiento ya existente en gran cantidad de pozos dentro de la cuenca, y ofrecer

una visualización a lo largo de la transecta geomecánica para poder comprender las variaciones en grados de anisotropía, además de magnitudes y direcciones de esfuerzos (Figura 19).

De esta forma, el largo de los pétalos (SHmáx en rojo y SHmin en azul) indica el grado de anisotropía entre esfuerzos, donde largos similares representan baja anisotropía. Además, el largo de los pétalos da una idea cualitativa de magnitud de esfuerzos, siendo los pétalos cortos bajas magnitudes de esfuerzos.

Resultados

Luego de analizar todos los pozos de los bloques intervinientes de cada operadora, se procedió a generar un análisis comparativo de las propiedades elásticas, de resistencia, presión poral y esfuerzos a lo largo de la transecta. La intención fue visualizar y comprender aquellas variaciones en las propiedades estimadas para poder ofrecer una explicación razonable con base en el conocimiento geológico de la cuenca.

Propiedades elásticas

Los parámetros elásticos fueron estimados siguiendo

EMPRESA	BLOQUE	PROPIEDADES ELÁSTICAS					
		EstaV [Mpsi]	EstaH [Mpsi]	Aniso E	PR_V	PR_H	Aniso PR
PHOENIX	Corralera Sur	2,0 a 4,0	4,0 a 7,0	NR	0,15 a 0,25	0,20 a 0,30	NR
CHEVRON	El Trapial	1,5 a 4,7	3,2 a 4,7	NR	0,15 a 0,23	0,21 a 0,3	NR
TOTALENERGIES	La Escalonada	1,3 (min)	8,0 (max)	30 a 100%	0,15 (min)	0,3 (max)	24 a 35%
PAMPA ENERGÍA	Parva Negra Este	1,5 a 6,3	3,0 a 7,4	65% a 90%	0,15 a 0,27	0,20 a 0,32	29%
YPF/DOW	El Orejano	1,7 a 4,9	3,3 a 6,3	80% (max)	0,16 a 0,23	0,22 a 0,29	35% (max)
EQUINOR	Bandurria Sur	3,4 (prom)	5,0 (prom)	47%(prom)	0,21 (prom)	0,26 (prom)	24%
PLUSPETROL	La Calera	2,0 (max) (base)	8,35 (max) (tope)	86% (max)	0,18 (min) (base)	0,295 (max) (tope)	29%
YPF	Rincón del Mangrullo	2,26 a 3,8	3,9 a 5,5	70%	0,19 a 0,21	0,24 a 0,27	30%
OILSTONE	Aguada de Baguales	3,91 (tope) 2,82 (base)	5,52 (tope) 4,53 (base)	NR	0,21 (tope) 0,2 (base)	0,27 (tope) 0,25 (base)	NR
YPF/PETRONAS	La Amarga Chica	2,0 a 6,0	3,7 a 8,3	85%	0,20 a 0,24	0,25 a 0,30	0,27%
YPF	Loma Campana	2,0 a 7,5	4,3 a 8,3	90%	0,20 a 0,25	0,25 a 0,30	25%
YPF/SHELL	Sierras Blancas	2,3 a 7,0	4,4 a 8,1	85%	0,20 a 0,24	0,26 a 0,30	24%
CAPEX	Aguada del Cajón	3,3 a 6,3 (tope) 2,2 y 3,9 (base)	5,1 a 7,4 (tope) 4,0 y 6,0 (base)	20% (tope) 42% (base)	0,22 (tope) 0,19 (base)	0,28 (tope) 0,22 (base)	21%

Figura 17. Resumen de propiedades elásticas por bloque. (NR= No Reportado).

la metodología propuesta en este trabajo y resumidos en la figura 17. Dichos parámetros fueron calibrados en la mayoría de los pozos con ensayos de laboratorio.

Hacia el norte de la transecta, los módulos elásticos presentan poca variabilidad lateral. Esta característica es consecuencia de las facies distales que conforman la formación Vaca Muerta en este sector de la cuenca (apilamiento de *bottomsets*). En forma general, se observa que los valores mínimos en los módulos de Young se ubican en las zonas de mayor contenido orgánico total (sección basal “Cocina”), mientras que los valores máximos se encuentran hacia el tope de la secuencia, y coinciden con los niveles más carbonáticos. Este hecho viene acompañado por un aumento en la anisotropía de estos parámetros hacia la base de la formación Vaca Muerta. De igual modo en que los parámetros elásticos disminuyen dentro de la formación Vaca Muerta de tope a base (aumento su anisotropía), se observa la disminución de estos parámetros de SE a NO, acompañados con aumento en la anisotropía (ver Figura 21 en Anexo).

Hacia el sector centro (ejemplo, pozos EOR-45 y LCa-

2001) se observan contrastes mecánicos importantes a lo largo de la sección vertical principalmente en los niveles B4, B2, T5 y T4, los que suelen estar asociados a derrumbes y conformación de escalones generadores de asentamientos durante la perforación y bajada de cañerías.

Propiedades de resistencia

Los parámetros de resistencia fueron estimados siguiendo la metodología propuesta en este trabajo y resumidos en la figura 18. Estos parámetros fueron calibrados en la mayoría de los pozos con ensayos de laboratorio, como el de resistencia a la compresión y ensayos tipo Scratch y el TS con ensayos de resistencia a la tensión indirecta (*Brazilian Test*). De igual modo que en las propiedades elásticas, se observan diferencias de tope a base y de SE a NO, las que se corresponden con facies más carbonáticas hacia el tope y el SE, y más ricas en materia orgánica y grano más fino hacia la base (“Cocina”) y NO siguiendo las arquitecturas progradacionales del sistema Quintuco-Vaca Muerta, (ver Figura 22 en Anexo).

EMPRESA	BLOQUE	PROPIEDADES DE RESISTENCIA				
		UCSv [Kpsi]	UCSh [Kpsi]	Aniso UCS	TSv [psi]	TSh [psi]
PHOENIX	Corralera Sur	10 a 20		NR	1000 a 2000	
CHEVRON	El Trapial	9 a 22	6,5 a 15	NR	920 a 2240	650 a 1570
TOTALENERGIES	La Escalonada	29 (max)	5,8 (min)	42%	2900	580
PAMPA ENERGÍA	Parva Negra Este	8 a 30	6 a 20	NR	900 a 2800	600 a 2000
YPF/DOW	El Orejano	9 a 25	6 a 18	NR	900 a 2500	600 a 1800
EQUINOR	Bandurria Sur	11 a 34	7 a 24	43%	1100 a 3400	700 a 2400
PLUSPETROL	La Calera	31 (max) (tope)	6,8 (min) (base)	42%	3000 (max) (tope)	741 (min) (base)
YPF	Rincón del Mangrullo	8 a 30	6 a 20	NR	800 a 3000	600 a 2000
OILSTONE	Aguada de Baguales	19,1 (prom) 14,8 (base)	13,5 (prom) 10,2 (base)	NR	1910 (prom) 1480 (base)	1350 (prom) 1020 (base)
YPF/PETRONAS	La Amarga Chica	13 a 30	9 a 20	NR	1300 a 3000	900 a 2000
YPF	Loma Campana	13 a 32	9 a 22	NR	1300 a 3200	900 a 2200
YPF/SHELL	Sierras Blancas	14 a 31	9 a 22	NR	1400 a 3100	900 a 2200
CAPEX	Aguada del Cajón	14 a 34	9,8 a 23,8	NR	1400 a 3400	980 a 2380

Figura 18. Resumen de propiedades de resistencia por bloque. (NR= No Reportado).

Presión poral y esfuerzos principales

El cálculo de los esfuerzos principales representa en este trabajo la sección más importante ya que es función de todo lo analizado anteriormente, incluyendo la estimación de la presión poral.

Del análisis regional se desprende que las presiones porales controlan fuertemente la magnitud de los esfuerzos principales, observándose que hacia el SO, donde se encuentran las zonas estructurales más someras (bloques Aguada Baguales y Aguada del Cajón), el tipo de régimen de esfuerzos se corresponde con el tipo normal ($S_v > S_H > S_h$), diferente al del resto de la transecta donde el régimen común es de tipo transcurrente ($S_H > S_v > S_h$) (ver figuras 19, 23 y 24 en el Anexo). Esto se encuentra bien calibrado en la gran mayoría de los pozos que conforman la transecta, en los cuales se utilizaron datos de DFIT para la presión poral, y para la calibración del esfuerzo horizontal mínimo se emplearon presiones de cierre a partir de información de ISIP's. Por su parte, el esfuerzo horizontal máximo se calibró a partir de análisis de *breakouts*, y en aquellos pozos sin imágenes se estimó a partir de obtener un régimen de esfuerzos acorde a su ubicación dentro de la cuenca.

A continuación, se describen cada uno de los pozos y bloques analizados para la transecta, comenzando desde el NO. Los valores de esfuerzos y presiones provienen del flujo de trabajo propuesto en este estudio, y se agregan además las metodologías de calibración de cada uno. Al finalizar se presenta una tabla comparativa (Figuras 19 y 20) con los gradientes de esfuerzos principales y presiones porales en psi/ft para el intervalo de la "Cocina":

Phoenix: en el pozo CoSu.x-1 se ejecutó un DFIT en la "Cocina", obteniéndose un gradiente de presión de poro de 0,869 psi/ft. La sobrecarga litostática (esfuerzo vertical) presenta un valor aproximado de 1,05 psi/ft para este mismo intervalo. Las medidas directas de esfuerzos como un FIT a 3139 m (MD) sugieren un *break-down* superior a 2050 g/l (0,89 psi/ft). También a partir de un DFIT en la "Cocina" fue posible obtener una presión de cierre (SHmin) de 0,966 psi/ft. Considerando que el modelo geomecánico debe reproducir todos los eventos de estabilidad observados, así como las condiciones de la pared registradas por los registros de imágenes y calibre, se llegó a un valor de 1,05 psi/ft para el SHmáx.

Chevron: dentro del bloque El Trapial la sobrepresión comienza en el tope de la formación Quintuco, y se hace máxima dentro del intervalo con alto COT en la formación Vaca Muerta. Esta presión ha sido estimada en 0,89 psi/ft a partir del análisis de un DFIT en el pozo analizado. La sobrecarga litostática presenta un gradiente promedio de 1,05 psi/ft. Los gradientes correspondientes a los esfuerzos horizontales mínimo y máximo fueron estimados en 0,97 psi/ft y 1,15 psi/ft, respectivamente. El SHmin fue calibrado con la presión de cierre de las fracturas hidráulicas (ISIP's), y con la presión de cierre del DFIT obtenido en el mismo pozo. El SHmáx fue ajustado mediante el criterio de rotura de Mohr-Coulomb, calibrando las predicciones de *breakouts* del modelo, a partir de lo observado en la imagen de pozo. Por último, la dirección del SHmáx ha sido estimada mediante la orientación de los *breakouts*, asumiendo que el esfuerzo

horizontal máximo se dispone a 90° de estos, concluyendo entonces que el SHmáx en la zona de estudio tiene una orientación promedio de 85°N.

TotalEnergies: en el pozo Lesc.x-4 la presión poral presenta un gradiente constante, calibrado a partir de un DFIT en el intervalo del orgánico inferior, dando un valor de 0,89 psi/ft. El esfuerzo de sobrecarga se estimó en 1,05 psi/ft. El esfuerzo horizontal mínimo se calibró con la presión de cierre del mismo DFIT, que indicó un gradiente de 0,94 psi/ft. El SHmáx se calibró a partir del ancho de *breakout* en una zona cercana a donde se realizó el DFIT, lo que indicó un gradiente de 1,10 psi/ft. Vale aclarar que la mayoría de los *breakout* se encuentran hacia el tope de la formación Vaca Muerta, mientras que hacia la base se evidencian en general menos fracturas inducidas durante la perforación y las predominantes son por tensión. Tanto los *breakout* como las fracturas por tensión se encuentran en concordancia a lo largo de la vertical, lo que indica una dirección para el esfuerzo horizontal máximo de N 90°. El régimen esfuerzos es en promedio de tipo transcurrente, con una tendencia a un régimen compresivo (o inverso) hacia el tope de la formación Vaca Muerta y una tendencia a un régimen distensivo (o normal) hacia la base de la formación Vaca Muerta.

Pampa Energía: en el pozo PNE las formaciones Quintuco y Vaca Muerta se encuentran sobrepresionadas. A partir de datos de eventos de perforación (influjos) y producción, se estima un gradiente de presión de poros de 0,91 psi/ft para la sección basal de la formación Vaca Muerta, disminuyendo hasta llegar valores de 0,85 y 0,8 psi/ft en la formación Quintuco. El gradiente de sobrecarga litostática se encuentra en el orden de 1,07 psi/ft. El SHmin, fue calibrado según datos de presión de cierre instantáneo, y en la zona de la "Cocina" se encuentra en el orden de 0,99 psi/ft. El SHmáx se estima en el orden de 1,14 psi/ft, que resulta en una anisotropía de esfuerzo horizontal del 15%. Los datos de calibración de SHmin y SHmáx fueron obtenidos de pozos vecinos en bloques operados por Pampa Energía.

YPF-DOW: en El Orejano el gradiente de presión de poro se estimó a partir de ensayos DFIT's, encontrándose en el orden de 0,90 psi/ft en los niveles objetivo de orgánicos y "Cocina". En cuanto a los esfuerzos, se tiene un valor promedio para el gradiente de sobrecarga de 1,08 psi/ft, para el SHmin de 0,99 psi/ft, el cual fue calibrado con pruebas PIFBRT (*Pump In Flowback Rebound Test*) en los distintos niveles y para el SHmáx de 1,13 psi/ft. El régimen de esfuerzo se estima como transcurrente.

Equinor: en el pozo LCav.x-4 la presión poral fue calibrada con eventos de perforación y peso del lodo. Su gradiente fue estimado en 0,79 psi/ft (límite inferior). El gradiente de presión de la sobrecarga litostática es de 0,97 psi/ft, mientras que el SHmin fue estimado en 0,92 psi/ft, basado en mediciones de pozos cercanos.

Pluspetrol: el pozo LCa.x-2001 presenta sobrepresiones desde la formación Quintuco hasta la base de la Formación Vaca Muerta. Esto se debe a que el yacimiento

se encuentra dentro de la transición entre petróleo líquido y gas, expresándose dentro de la formación Quintuco a partir de la red de fracturas naturales. El gradiente de presión poral estimado fue de 0,88 psi/ft, calibrado con la densidad del lodo, un influjo en la formación Quintuco y un DFIT en la base de la formación Vaca Muerta. Por su parte, el gradiente de presión de la sobrecarga litostática fue de 1,04 psi/ft. El SHmin fue calibrado con un ensayo de LOT en la formación Quintuco, y la presión de cierre derivada de un DFIT en la base de la formación Vaca Muerta, dando como resultado un valor de 0,97 psi/ft. Por su parte, el SHmáx fue calibrado a partir de la identificación y análisis de *breakouts* y fracturas inducidas, dando un valor de 1,17 psi/ft. Del análisis general, se desprende que el régimen tectónico es de tipo transcurrente. Es importante mencionar que las calibraciones fueron realizadas en un pozo vecino dentro del bloque.

YPF-Chevron: en Loma Campana el gradiente de presión de poro se estimó a partir de ensayos DFIT's, dando un valor en el orden de 0,87 psi/ft en los niveles objetivos. En cuanto a los esfuerzos, se tiene un valor promedio para el gradiente de sobrecarga de 1,03 psi/ft, para el SHmin de 0,97 psi/ft calibrado también con ensayos DFIT's en todos los niveles de interés y para el SHmáx de 1,16 psi/ft. El régimen de esfuerzo se estima como transcurrente.

YPF-Petronas: en La Amarga Chica, el gradiente de presión de poro se estimó a partir de ensayos DFIT's, en los niveles objetivos se encuentra en el orden de 0,85 psi/ft. En cuanto a los esfuerzos, se tiene un valor promedio para el gradiente de sobrecarga de 1,03 psi/ft, para el SHmin de 0,95 psi/ft calibrado también con ensayos DFIT's en todos los niveles de interés y para el SHmáx de 1,10 psi/ft. El régimen de esfuerzo se estima como transcurrente.

YPF-Shell: en Sierras Blancas el gradiente de presión de poro se estimó a partir de ensayos DFIT's, y dio un valor en el orden de 0,80 psi/ft en los niveles objetivos. En cuanto a los esfuerzos, se tiene un valor promedio para el gradiente de sobrecarga de 1,04 psi/ft, para el SHmin de 0,97 psi/ft calibrado también con ensayos DFIT's y para el SHmáx de 1,10 psi/ft. El régimen de esfuerzo se estima como transcurrente.

YPF: en Rincón de Mangrullo, el gradiente de presión de poro se estimó a partir de ensayos DFIT's, en los niveles objetivos se encuentra en el orden entre 0,80 y 0,83 psi/ft. En cuanto a los esfuerzos, se tiene un valor promedio para el gradiente de sobrecarga de 1,07 psi/ft, para el SHmin de 0,94 psi/ft calibrado también con ensayos DFIT's en todos los niveles de interés y para el SHmáx de 1,10 psi/ft. El régimen de esfuerzo se estima entre transcurrente y normal.

Oil Stone: en el pozo Au.x-1 el gradiente de presión poral fue estimado en base al método de Eaton (utilizando el perfil acústico) en 0,68 psi/f. La sobrecarga litostática ha sido estimada en 1,03 psi/f. El SHmin fue estimado en 0,78 psi/ft, habiendo sido calibrado con la presión

EMPRESA	BLOQUE	POZO	S _h [psi/ft]	S _H [psi/ft]	S _v [psi/ft]	P _p [psi/ft]	S _{H_{Dir}}
PHOENIX	Corralera Sur	CoSU,x-1	0,97	1,05	1,05	0,87	105°
CHEVRON	El Trapial	ET,xp-2002	0,97	1,15	1,05	0,89	85°
TOTALENERGIES	La Escalonada	LEsc,x-4	0,94	1,10	1,05	0,89	90°
PAMPA ENERGÍA	Parva Negra Este	PNE	0,99	1,14	1,07	0,91	74°
YPF/DOW	El Orejano	EOr-45	0,99	1,13	1,08	0,90	84°
EQUINOR	Bandurria Sur	Lcav,x-4	0,92	1,02	0,97	0,79	110°
PLUSPETROL	La Calera	LCa,xp-2001	0,97	1,17	1,04	0,88	105°
YPF	Rincón del Mangrullo	RDM-184	0,94	1,10	1,07	0,83	90°
OILSTONE	Aguada de Baguales	Au,x-1	0,78	0,89	1,03	0,68	120°
YPF/PETRONÁS	La Amarga Chica	LACH-14	0,95	1,10	1,03	0,85	94°
YPF	Loma Campana	Soil-174	0,97	1,16	1,03	0,87	100°
YPF/SHELL	Sierras Blancas	SB,x-1001	0,97	1,10	1,04	0,80	84°
CAPEX	Aguada del Cajón	ADC-1026	1,03	1,07	1,08	0,79	105°
		Promedio	0,95	1,08	1,04	0,84	96°

Figura 19. Comparación multiempresa que muestra gradientes de SV, Sh, SH, Pp y SH_Dir, para el intervalo correspondiente a la "Cocina".

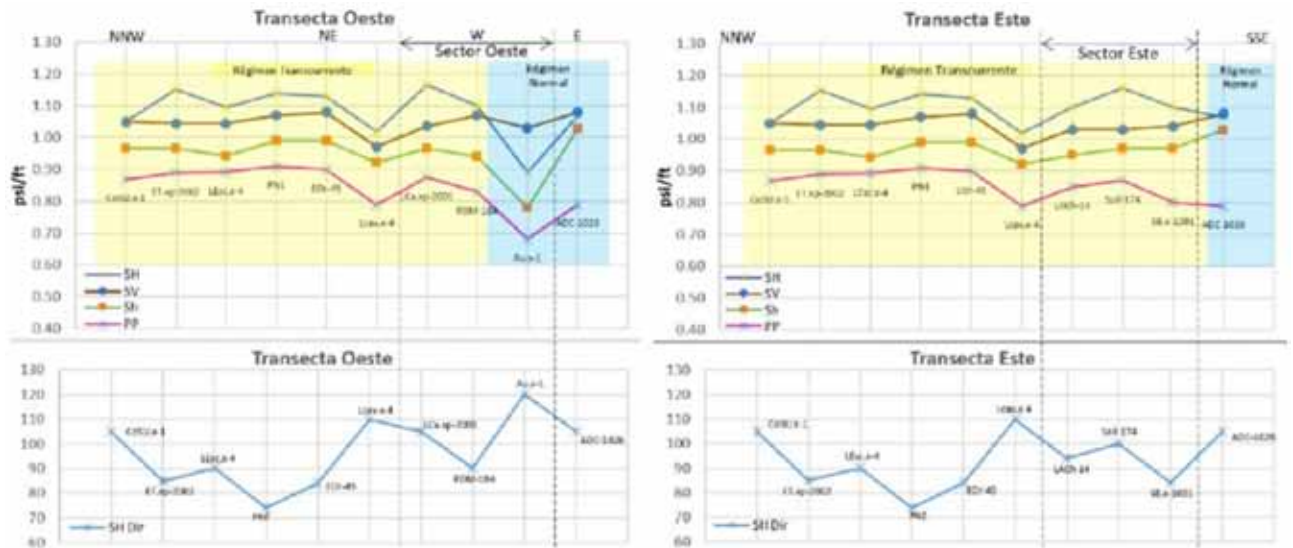


Figura 20. Correlación de gradientes de SV, Sh, SH, Pp y SH_Dir, para el intervalo correspondiente a la "Cocina".

de cierre de dos ensayos de fractura y un DFIT, todos realizados en la formación Vaca Muerta. La magnitud del SH_{máx} fue estimada de manera que no genere anisotropía suficiente para ocasionar roturas por cizalla, ya que no se han observado *breakout* en la imagen de pozo en la formación analizada. La dirección de SH_{máx} fue determinada con un azimut de 120° mediante la identificación de fracturas inducidas durante la perforación de la formación Quintuco con el empleo de imágenes de tipo eléctricas en el pozo. Dicha dirección ha sido corroborada con la anisotropía acústica.

CAPEX: en el pozo ADC-1026 la presión poral fue calibrada con eventos de perforación, peso del lodo y el método de Eaton, obteniéndose un gradiente de 0,79 psi/ft. La sobrecarga litostática presenta un gradiente de 1,08 psi/ft. El SH_{min} tiene un gradiente de 1,03 psi/ft y se calibró con el ISIP y presión de cierre de un Minifrac realizado en la formación Vaca Muerta, mientras que para el SH_{máx} se obtuvo un gradiente de 1,07 psi/ft, sin calibrar.

Como complemento al estudio de los esfuerzos principales, este trabajo aporta una correlación basada en la variación de los regímenes de esfuerzos a lo largo de la transecta. En forma resumida, el régimen de esfuerzo o

régimen de falla es una configuración geológica/geomecánica definida por la magnitud relativa de los 3 esfuerzos principales (S_i) que indica cómo se desarrollaría una fractura o falla. Los tres regímenes principales de falla son normal, transcurrente e inverso.

Para llegar a una forma gráfica de transecta de regímenes de esfuerzos (ver Figura 24 en Anexo), se utilizó el parámetro de forma generalizada (A_Φ). Este es un parámetro propuesto por Simpson (1997) que permite dar cuenta de todos los posibles regímenes de falla previamente clasificados por Anderson (1951). El parámetro A_Φ se define en términos de S_i y un coeficiente n que adopta los valores 0, 1 y 2 para régimen normal, transcurrente o inverso, respectivamente, mediante la expresión:

$$A_\Phi = (n + 0,5) + (-1)^n * (\Phi - 0,5) \quad \text{Ecuación 16}$$

$$\text{con: } \Phi = \frac{S_2 - S_3}{S_1 - S_3}$$

A_Φ es básicamente una variable continua con rango de 0 a 3, que indica un dominio totalmente distensivo cuando $A_\Phi=0$ (color violeta), régimen de falla normal cuando $A_\Phi=0,5$ (color azul), transcurrente cuando $A_\Phi=1,5$ (color amarillo), régimen de falla inverso cuando $A_\Phi=2,5$ (color rojo) y un dominio totalmente compresivo cuando $A_\Phi=3$ (color bordó). En Zoback (2019) es posible encontrar numerosos ejemplos de aplicación de este parámetro para el mapeo de régimen de falla en el nivel regional para *plays* de América del Norte.

Conclusiones

En línea con lo ya realizado en la transecta estratigráfica regional para la formación Vaca Muerta (año 2014), una vez más se demostró la importancia de la cooperación entre empresas para lograr un mejor entendimiento de un activo tan productivo y útil para el desarrollo de un país como son los depósitos de hidrocarburos de tipo no convencional. De esta forma, la unión de profesionales con datos y conocimientos diversos permitió la integración y la formulación de un flujo de trabajo unificado para lograr mejorar el entendimiento regional de las diversas variables geomecánicas. Estas quedaron plasmadas en correlaciones de propiedades elásticas, de resistencia, de esfuerzos principales, y de regímenes de esfuerzos, más la integración con la inversión sísmica, donde se pobló el modelo con las propiedades del módulo de Young vertical y se colocaron las estimaciones de esfuerzos principales y presión poral en los pozos (Figura 25). El trabajo de inversión sísmica fue realizado a partir de los cubos de impedancia P y la densidad obtenidos a partir del cálculo de un volumen de DTC. Con dicho cubo más otros adicionales, se trabajó con una red neural usando como target (curva a predecir) el Young vertical estático. Se entrenó el modelo en 15 pozos, de los cuales 6 son comunes entre geofísica y geomecánica (ADC-1026, PNE, LCa. xp-12001, Au.x-1, CoSu.x-1 y LEsc.x-4) y para los otros 9 se calculó la curva target con la fórmula utilizada en este trabajo.

De la puesta en común de información se desprende

que la mayoría de las empresas perforan sus pozos con la técnica de *Underbalance Drilling* controlando y mitigando eventos con el uso de la herramienta MPD y el uso de píldoras densas/material sellante. Entre los eventos más comunes dentro del sistema Quintuco-Vaca Muerta se dan los influjos, pérdidas parciales de circulación y asentamientos, que presentan mayor frecuencia en los niveles inferiores de la formación Quintuco y superiores de la formación Vaca Muerta.

Desde el análisis de la mecánica de la roca, se destaca el impacto de una alta heterogeneidad, que genera un campo de esfuerzos anisotrópicos producto de variaciones tectono-estratigráficas en la horizontal y en la vertical dentro de la formación Vaca Muerta. Para su mejor comprensión, se propuso en este trabajo el uso de un modelo de tipo ITV (Isotrópico Transversal a la Vertical), el que muestra ser de mejor adaptación, con valores adecuados a la naturaleza elástica anisotrópica de la roca. Además, se utilizó un coeficiente de Biot variable correlacionable con la densidad total de la roca. En forma general se observa que las concentraciones de arcillas y carbonatos en las diversas litologías posee un impacto en las variables elásticas y de resistencia. El resultado es una disminución en los valores absolutos de estas propiedades hacia las facies más arcillosas y ricas en COT, siguiendo el tren progradacional hacia facies más profundas. Esto se ve acompañado por un aumento en el grado de anisotropía para estas variables dentro de la formación Vaca Muerta hacia la base y de SE a NO.

El gradiente de fractura obtenido a partir del esfuerzo horizontal menor se encuentra fuertemente controlado por la presión poral, observándose hacia el SO (zona estructural elevada) valores en gradiente más altos, pero con un régimen de esfuerzos de tipo normal, que para el resto de la transecta es de tipo transcurrente, con una dirección promedio del esfuerzo horizontal máximo variable entre 74° y 120° con un promedio de 96° .

Las conclusiones obtenidas han permitido comenzar el camino hacia la integración a escala regional de las características geológicas, petrofísicas, geofísicas y geomecánicas dentro de la formación Vaca Muerta a lo largo de una transecta NO-SE (bifurcada hacia el sector sur) con un total de 366 km. De esta forma se pudo colaborar con una mejor comprensión del modelado geomecánico y sus aplicaciones en la industria petrolera. Este estudio podría ser utilizado como un modelo para la descripción de parámetros tendientes a mejorar la ubicación de los pozos horizontales, considerando niveles de interés productivos y la magnitud de los esfuerzos locales.

Agradecimientos

Agradecemos a las empresas involucradas que compartieron sus datos, sus profesionales y sus conocimientos para poder llevar a cabo este trabajo multiempresa. Además, agradecemos al IAPG por darnos la oportunidad y el espacio para presentar la transecta geomecánica y este artículo. Asimismo agradecemos a Juan Tavella por generar la imagen de la transecta a partir de propiedades geofísicas. Finalmente, agradecemos el aporte de los revisores Jose Gildardo Osorio (Pluspetrol) y Nicolas Espinoza (Universidad de Texas).

relations between rock strength and physical properties in sedimentary rocks. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 51, 223-237, 10.1016/j.petrol2006.01.003.

Frydman, M., Pacheco, F., Pastor, J., Canesin, F. C., Caniggia, J. y Davey, H. (2016). Comprehensive Determination of the Far-Field Earth Stresses for Rocks with Anisotropy in Tectonic Environment. *Society of Petro-*

leum Engineers, doi:10.2118/180965-MS.
 González, M., Vallejo, D., Kietzmann, D., Marchal, D., Desjardins, P., González Tomassini, F., Gómez Rivarola, L., y Domínguez, R.F. (eds.). (2016). *Transecta Regional de la Formación Vaca Muerta. Integración de sísmica, registros de pozos, coronas y afloramientos*. Publicación especial del *Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG)*.

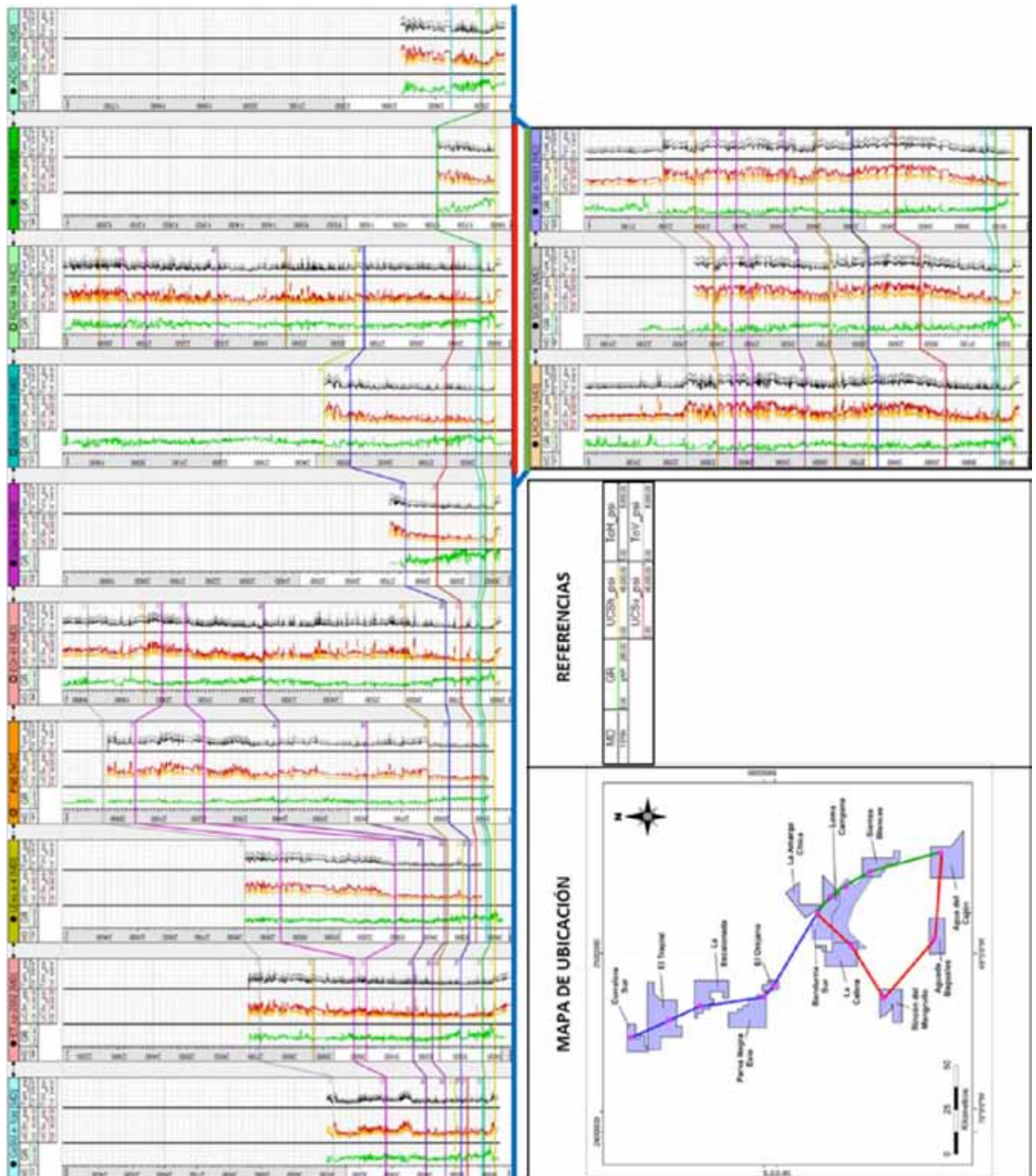


Figura 22. Correlación a lo largo de la transecta con Track 1: profundidad; Track 2: GR; Track 3: propiedades de resistencia de la roca Anisotrópicas (UCS y TS horizontales y verticales).

Leanza H. A., (eds.). Integrated Geology of Unconventionals: The case of the Vaca Muerta Play, Argentina, *AAPG Memoir 121*, 267-296.

Leanza, H. A., Kietzmann, D. A., Iglesia Llanos, M. P. y Kohan Martínez, M. (2020). Stratigraphic context: Cyclostratigraphy, magnetostratigraphy, and seismic stratigraphy. In Minisini D., Fantín M., Lanusse No-

guera I. y Leanza H. A. (eds.), Integrated Geology of Unconventionals: The case of the Vaca Muerta Play, Argentina: *AAPG Memoir*, 121, 39-60.

Marchal, D., Manceda, R., Domínguez, R. F. y Sattler, F. (2020). Structural geology: Tectonic history, macrostructures, regional fault map, fault systems, second-order structures, and impact of the inheritance. In

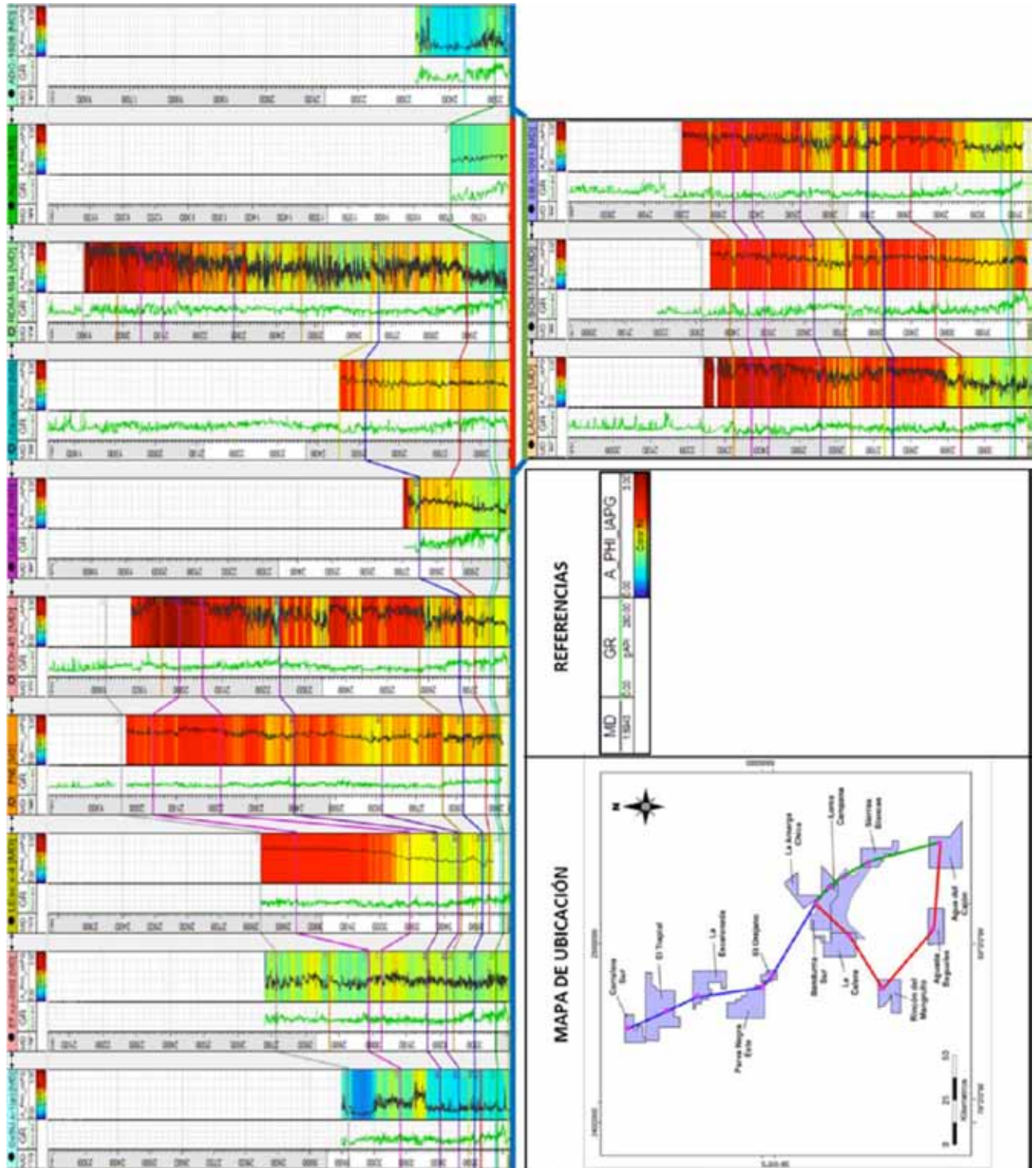


Figura 24. Variación de los regímenes de esfuerzos a lo largo de la transecta basado en el parámetro de forma generalizada “ Φ ” (Simpson, 1997). Colores rojos se corresponden con un régimen inverso, verdes-amarillos con un régimen transcurrente, y azul con un régimen normal.

Minisini D., Fantín M., Lanusse Noguera I., y Leanza H. A., eds., Integrated geology of unconventional: The case of the Vaca Muerta play, Argentina, *AAPG Memoir 121*, 99-140.

Mastin, L. (1988). Effect of borehole deviation on breakout orientations. *J. Geophys. Res.*, 93(B8), 9187-9195.

Moreno, P. y Osorio, J. G. (2022). Metodología para la caracterización de orientación y magnitud de esfuerzos principales en pozos desviados a partir de registros de calíper orientados de múltiples brazos. 11° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (CONEXPLO), Mendoza, Argentina.

Mendoza, Argentina.

Peska, P. y Zoback, M. D. (1995). Compressive and tensile failure of inclined wellbores and determination of in situ stress and rock strength, *Journal of Geophysical Research*, 100(B7), 12791-12811.

Ramos, V. A., Mosquera, A., Folguera, A. y García Morabito, E. (2011, 2-6 mayo). Evolución tectónica de los Andes y del engolfamiento neuquino adyacente. In H. A., Leanza, C. Arregui, O. Carbone, J. C., Danieli, y J. M. Vallés (eds.). *Geología y Recursos Naturales de la Provincia del Neuquén: Relatorio del 18° Congreso Geológico Argentino*, Neuquén, Argentina, 335-348.

Ramos, V. A., Naipauer, M., Leanza, H. A. y Sigismond, M. E. (2019). The Vaca Muerta Formation of the Neuquén Basin: An Exceptional Setting along the Andean Continental Margin. In Minisini D., Fantín M., Lanusse Noguera I. y Leanza H. A. (eds.). *Integrated geology of unconventional: The case of the Vaca Muerta play, Argentina, AAPG Memoir 121*, 25-38.

Sattler, F., Domínguez, R. F., Fantín, M., Desjardins, P., Reijenstein, H., Bande, A., Liberman, A., Nielsen, O., Santiago, M. y Marchal, D. (2016). Anexo 2: Transecta Regional NO-SE. In G, González, G., Vallejo, D., Desjardins, P., González-Tomassini, F., Kietzmann, D., Rivarola, L., Domínguez, R. F. (eds.). *Transecta Regional de la Formación Vaca Muerta, Integración de sísmica, registro de pozos, coronas y afloramientos*, Instituto Argentino.

Simpson, R. W. (1997). Quantifying Anderson's fault types. *Journal of Geophysical Research*, 102, 909-919.

Sosa Massaro, A. (2019). *Estudio geomecánico regional de la Formación Vaca Muerta y su aplicación a los reservorios no convencionales del tipo shale oil/gas*. [Tesis de doctorado], Instituto Tecnológico de Buenos Aires, Buenos Aires, <http://ri.itba.edu.ar/handle/123456789/1576>.

Thorne, L. y Wallace, C. (1995). *Modern Global Seismology*. Chapter 2: Elasticity and Seismic Waves, p. 50.

Varela, R. A. y Hasbani, J. G. (2017). A Rock Mechanics Laboratory Characterization of Vaca Muerta Formation. American Rock Mechanics Association.

Varela, R. A., Marchal, D., Cuervo, S., Lombardo, E. F., Perl, Y. S., Hryb, D. E., Pateti, P. y Nielsen, O. (2020). Geomechanics: Pressure, stress field, and hydraulic fractures. In Minisini D., Fantín M., Lanusse Noguera I. y Leanza H.A. (eds.). *Integrated geology of unconventional: The case of the Vaca Muerta play, Argentina, AAPG Memoir 121*, 351-376.

Vergani, G., Tankard, A., Belotti, H. y Welsink, H. (1995). Tectonic evolution and paleogeography of the Neuquén Basin, Argentina. In A. Tankard, R., Suárez & H. Welsink (eds.). *Petroleum basins of South America, AAPG Memoir 62*, 383-402.

Warpinski, N. R., Peterson, R. E., Branagan, P. T., Engler, B. P. y Wolhart, S. L. (1998). *In situ Stress and Moduli: Comparison of Values derived from Multiple Techniques*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, SPE 49190.

Zoback, M. D. y Kohli, A. H. (2019). *Unconventional reservoir geomechanics*, Cambridge University Press.

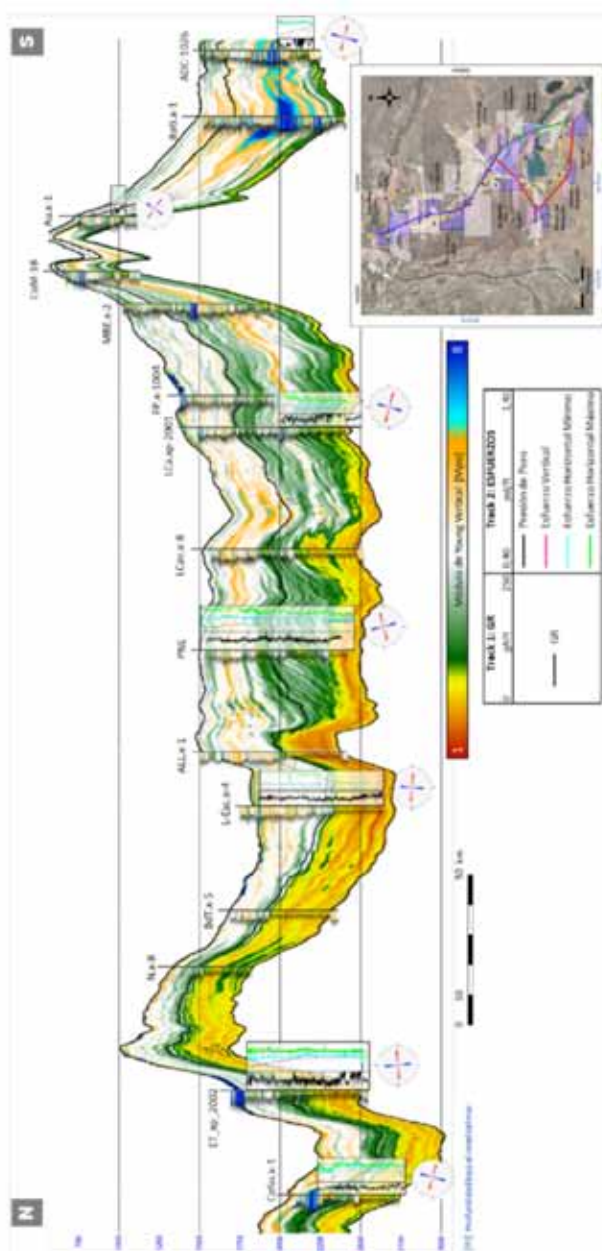



Figura 25. Transecta integrada entre Geomecánica y Geofísica que muestra los registros de GR, Pp, SigV, SHmin y SHmáx, y de fondo el módulo de Young vertical obtenido a partir de la inversión sísmica. (*La proyección corresponde a la traza de la transecta de geofísica).



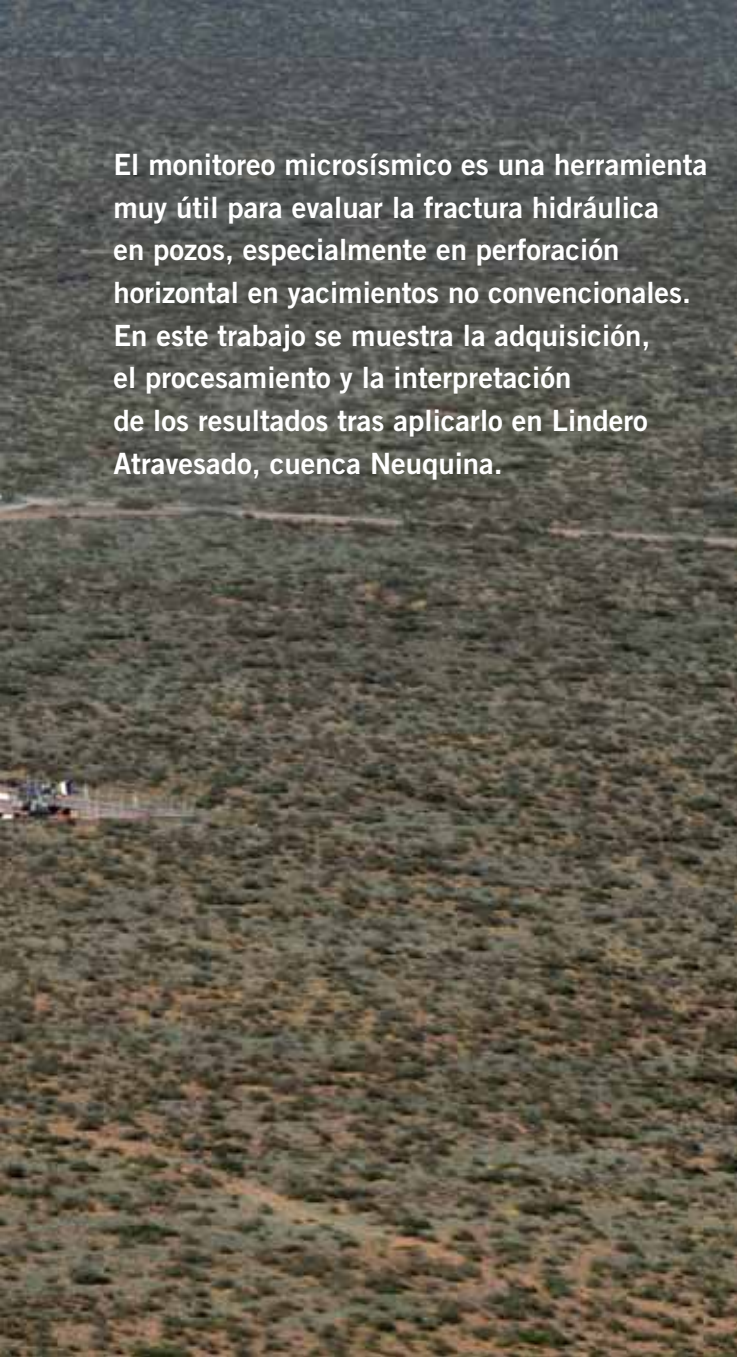
Monitoreo microsísmico de superficie durante la fractura hidráulica de dos pozos horizontales en la formación Vaca Muerta

Por **Carolina Crovetto, Juan Moirano, Luis Vernengo, Maximiliano García Torrejón, Marcelo Pellicer** (Pan American Energy)

Trabajo seleccionado del Simposio de Microsísmica y Sísmica Pasiva del 11° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos del IAPG.

El registro de microsísmica es una herramienta ampliamente difundida para monitorear las fracturas hidráulicas de pozos. En particular, en los reservorios no convencionales donde la permeabilidad natural de la roca es muy baja y se requiere de grandes caudales de inyección para la estimulación, es de vital importancia conocer la respuesta real de la roca para hacer un desarrollo eficiente del campo.

El yacimiento Lindero Atravesado está ubicado en la cuenca Neuquina, dentro del sector del engolfamiento (Figura 1). La formación Vaca Muerta comenzó a ser explorada como recurso no convencional dentro del bloque en 2012 mediante la perforación de dos pozos verticales, uno en el sector oriental y otro en el occidental. Estos pozos contaron con un conjunto completo de perfiles, coronas e incluso microsísmica de pozos para monitorear sus fracturas hidráulicas. Con estos datos se realizó una caracterización de la formación en toda el área, apoyada en los resultados de una inversión sísmica



El monitoreo microsísmico es una herramienta muy útil para evaluar la fractura hidráulica en pozos, especialmente en perforación horizontal en yacimientos no convencionales. En este trabajo se muestra la adquisición, el procesamiento y la interpretación de los resultados tras aplicarlo en Lindero Atravesado, cuenca Neuquina.

simultánea realizada sobre un conjunto de datos sísmicos 3D. Como resultado, se decidió avanzar en la perforación de los primeros pozos horizontales en la parte Norte del bloque, donde las condiciones de contenido de materia orgánica y fracturabilidad de la roca se mostraban económicamente prospectables.

En 2018, se perforaron los primeros dos pozos horizontales, geonavegados en la parte basal de la formación conocida informalmente como “la cocina”. Los buenos resultados de producción, con picos de más 160 m³/día, alentaron la continuidad del plan piloto, por medio del cual se perforaron otros cuatro pozos horizontales en 2019, tres con objetivo en el mismo intervalo y otro para evaluar un objetivo superior (Figura 2). Durante la terminación de dos de estos pozos con rama lateral de 2500 m, se realizó un registro microsísmico con forma de estrella desde la superficie durante las 66 etapas de fractura (Crovetto *et al.*, 2020).

Marco geológico

La formación Vaca Muerta cubre casi la totalidad de la cuenca Neuquina, y es una roca madre de origen marino depositada durante el Titoniano temprano-Valanginiense temprano (Weaver, 1931). Está compuesta principalmente de materiales siliciclásticos y carbonáticos de grano fino, con alto contenido de materia orgánica (COT) y algunos depósitos aislados de areniscas y calizas. Desde 2010, la formación ha sido estudiada y perforada como un *shale* play no convencional en diferentes partes de la cuenca. Las reservas producibles están estimadas en más de 300 TcF de gas y 16 BBl de petróleo. La producción de Vaca Muerta a abril de 2022 representa el 39% del petróleo y el 37% del gas de la Argentina (Secretaría de Energía de la Nación 2022).

El ambiente sedimentario en Lindero Atravesado varía de cuenca profunda a rampa (Mitchum y Uliana, 1985; Legarreta y Uliana, 1991), y posee un espesor promedio de 150 m en el área. Los 20 m inferiores representan la primera transgresión marina y está limitada hacia arriba por la superficie de máxima inundación (MFS). Esta porción posee las más altas concentraciones de contenido de materia orgánica y valores altos de GR. Por encima de la MFS se suceden secuencias progradantes, agradantes y retrogradantes asociadas a cambios en el nivel medio del mar. Las litologías más abundantes son las fangolitas de matriz mixta, con una contribución menor de calizas. La sílice representa el 50% del contenido mineral, mientras que los minerales de arcilla (principalmente illita y esmectita) representan menos del 30% del contenido mineral; el resto lo componen los carbonatos. Los valores máximos de COT en el yacimiento son del orden del 5%, mientras que la reflectancia de vitrinita presenta valores de entre el 0,9% y el 1,1%, lo que indica variaciones en la madurez térmica de la roca dentro del área (González *et al.*, 2016).

Metodología

Adquisición

La zona donde se realizó el estudio consiste en un pad de cuatro pozos, C y D con ramas hacia el sur de 2500 m de longitud, y E y F con ramas hacia el norte de 2000 m de longitud (Figura 2); las ramas paralelas están distanciadas 250 m entre sí. La completación de los dos primeros pozos perforados hacia el sur comenzó cuando terminó su perforación, mientras tanto se perforó el primer pozo E de la rama norte.

Los pozos C y D se fracturaron en un esquema de *zipper frac*, con un total de 33 etapas de fractura en cada uno, y un espaciado entre ellas de 75 m. La profundidad media de las ramas estimuladas fue de 2669 m bajo el nivel del mar. Estos pozos tuvieron esquemas de fracturación levemente distintos: en el pozo C se fracturó con mayor volumen de fluido y menos propante, con promedios de 14.770 barriles por etapa y 2500 libras/pie de propante, mientras que en el pozo D se inyectó mayor concentración de propante con menor cantidad de fluido, promedio 12.000 barriles con 2800 libras/pie, respectivamente por etapa. El caudal de bombeo se mantuvo

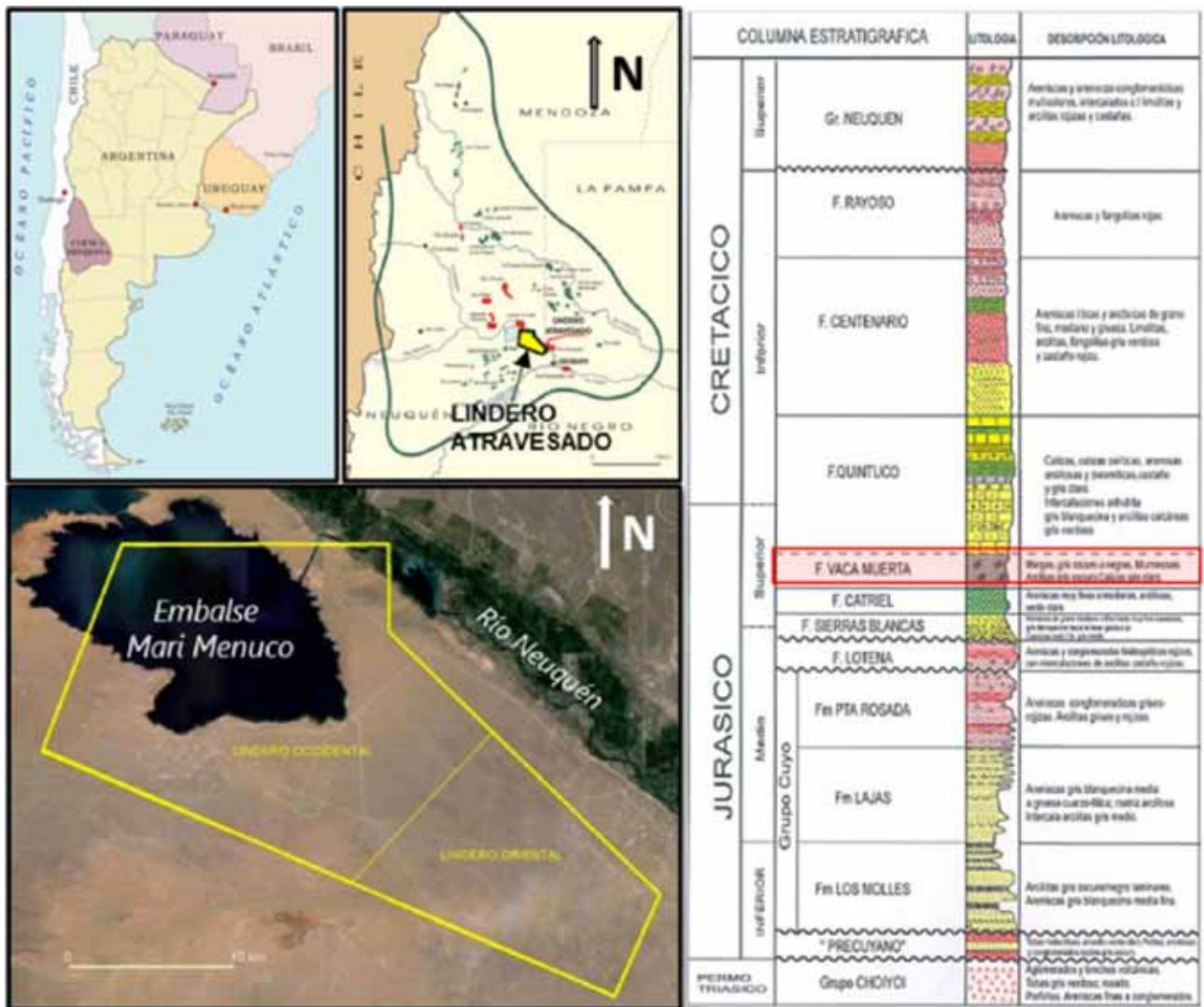


Figura 1. Ubicación de Lindero Atravesado en la cuenca Neuquina y columna estratigráfica del área.

estable durante todas las etapas y la presión de bombeo promedio fue inferior en el pozo D (Figura 3). Esta variación interpad se hizo adrede para evaluar su efecto en la producción final de los pozos. Se aprovechó el registro microsísmico para contribuir al análisis del impacto de esta variación.

El monitoreo microsísmico se realizó desde superficie, con el empleo de un tendido en forma de estrella asimétrica de 18 ramas, sumando un total de 2345 estaciones (Figura 4), que cubrió un área de 25,3 km². La forma del tendido estuvo condicionada por la cercanía al Río Neuquén hacia el noreste, donde no se pudieron ubicar receptores. Se emplearon estaciones receptoras distanciadas 25 m entre sí, consistentes cada una en un arreglo simétrico lineal de 12 geófonos centrados en la estación, paralelo a la rama, de 22 m de largo. Las receptoras ubicadas al norte de la Ruta Provincial 51 (RP51) fueron conectadas por cable al sismógrafo, lo que permitió realizar un control de calidad básico de los registros en tiempo real. Las estaciones ubicadas al sur de la RP51 quedaron desconectadas del sismógrafo, y se utilizaron geófonos tradicionales conectados a unidades autónomas con un sistema de memorias descargadas en forma

diaria e inalámbrica.

Se empleó un sistema de registro continuo durante 24 días con muestreo de 2 ms, separados en archivos de 30 s que, durante los 22 días que demandó la terminación de los pozos, registró tanto los punzados como las etapas de fractura. El registro de los punzados se usó para calibrar el modelo de velocidad en la etapa de procesamiento de datos. El trabajo terminó sin incidentes ni contratiempos, y se removió el material de campo en pocos días luego de su finalización.

Procesamiento

Para el procesamiento de los datos se empleó un flujo de trabajo acordado con la compañía de servicios contratada, aprovechando las ventajas de tener una sísmica 3D adquirida recientemente y procesada que incluyó una migración *pre-stack* en profundidad (Zarpellón y Crovetto 2018) en la zona de trabajo. El flujo comenzó con la conversión de registros de campo a formato SEG-Y, siguió con la asignación de la geometría de campo, la remoción de la componente continua (Debias) y la aplicación de correcciones estáticas tomográficas surgidas

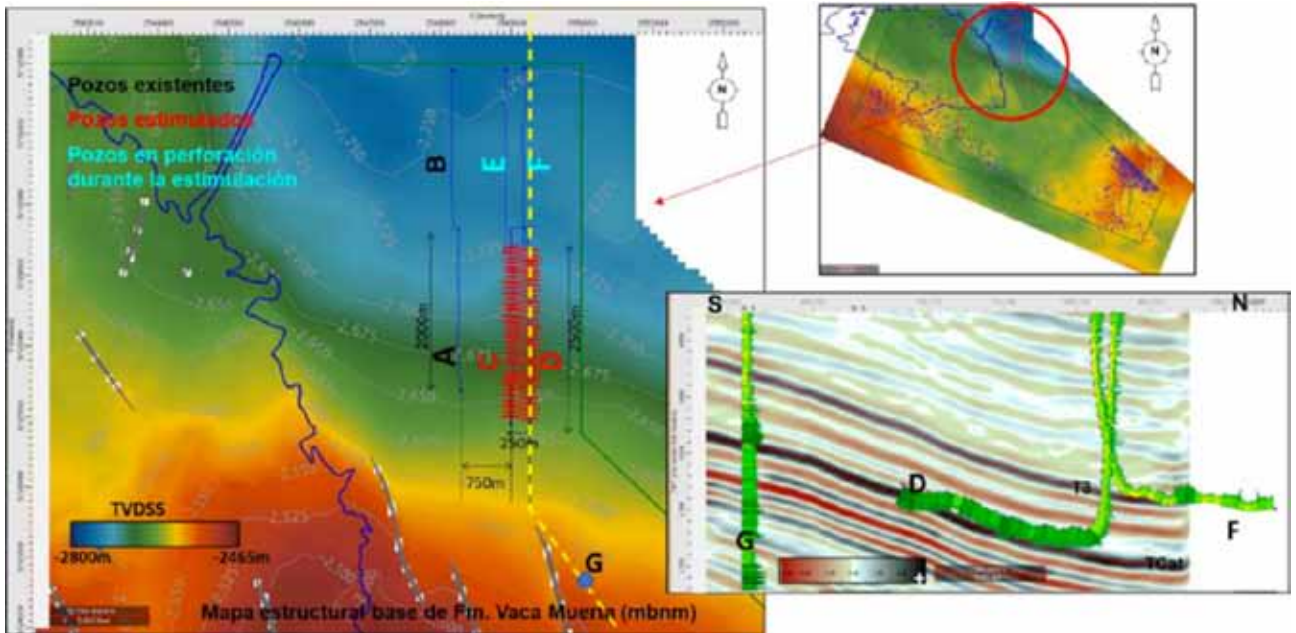


Figura 2. a) Mapa estructural a la base de formación Vaca Muerta, zoom que muestra El Chañar en el sector norte del yacimiento. b) Sección sísmica S-N que muestra dos pozos horizontales navegados en la formación.

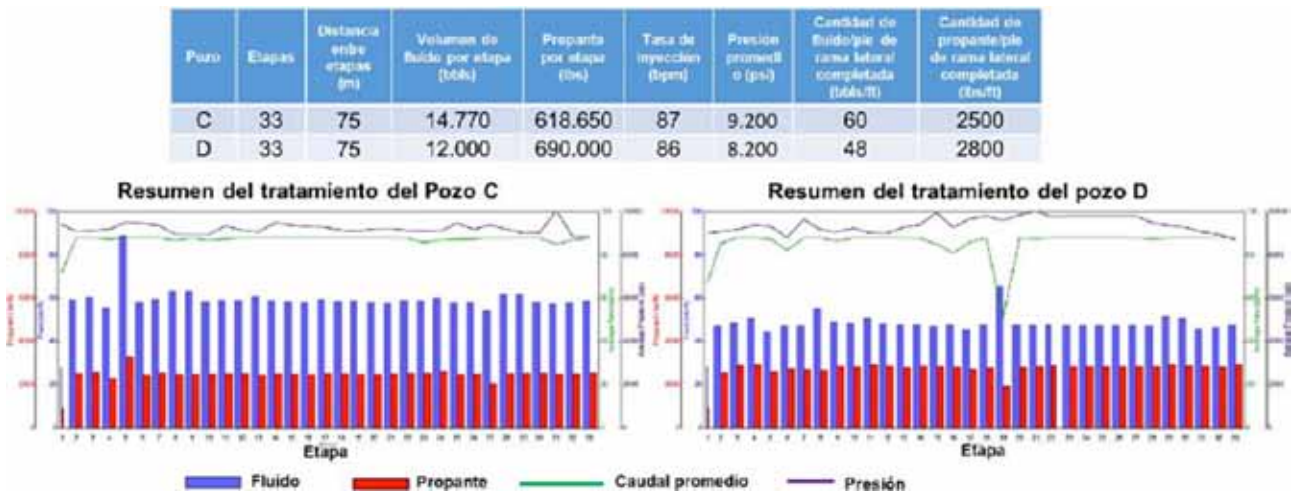


Figura 3. Resumen de parámetros de fracturas hidráulicas por etapas.

del procesamiento de la sísmica 3D (Figura 5). Luego se aplicó una corrección estática residual por receptor, un filtro para atenuación de ruidos, y finalmente un filtro pasabanda limitando el dato entre 10 y 90 Hz. La localización de eventos se realizó con tecnología desarrollada por la compañía de procesamiento.

Para la construcción del modelo de velocidades se emplearon como base las velocidades intervállicas producto del trabajo previo de migración *pre-stack* en profundidad mencionado más arriba, horizontes interpretados sobre el mismo conjunto de datos y perfiles de velocidad de ondas P de pozos verticales cercanos. Se introdujeron parámetros de anisotropía en el modelo, con el objetivo de lograr una óptima calibración al emplear los punzados registrados en las 66 etapas. Una vez calibrado el modelo de velocidades, se definió una grilla de búsqueda dentro de la cual se ubicaron los hipocentros de los microsismos detectados. Originalmente la grilla de procesamien-

to estuvo restringida a las inmediaciones de los pozos fracturados, pero por una necesidad posterior se realizó dos años después la extensión de la grilla a toda el área cubierta por el arreglo de recepción, y se encontraron algunos eventos adicionales por fuera del área originalmente evaluada. En la figura 6 se muestra un ejemplo del registro de un evento luego de la corrección de fase a partir de la solución de mecanismo focal, donde se puede observar la relación señal ruido muy buena.

Prueba de sensores nodales

Simultáneamente al dispositivo de producción, se realizó una prueba de uso de nodos con el objetivo de evaluar si su empleo podría servir para este tipo de registros microsísmicos desde superficie.

Para ello se desplegaron 493 nodos con sensores de 5Hz separados cada 12,5 m, la mitad de distanciamien-

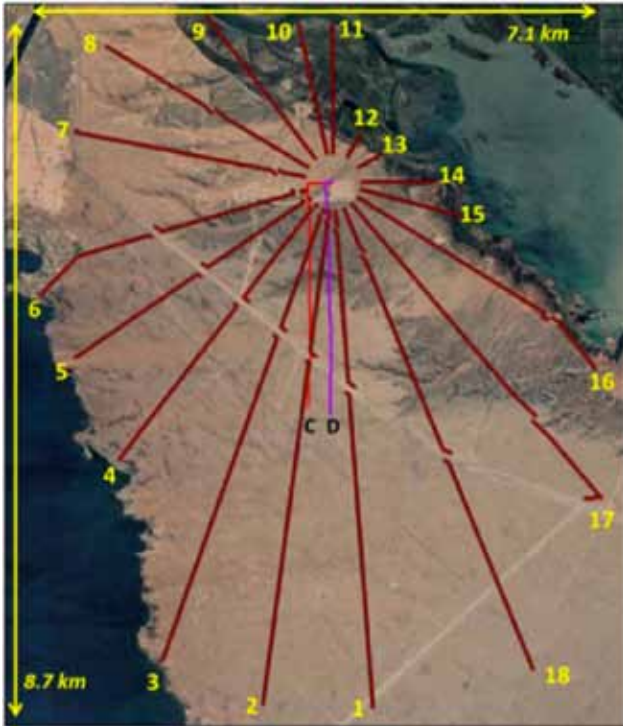


Figura 4. Arreglo de monitoreo en forma de estrella. Los pozos fracturados se muestran en rojo y violeta.

to entre los receptores (arreglos de 12 geófonos), únicamente sobre la rama principal del tendido (línea 1, figura 4). Si bien la sensibilidad de los nodos es 2,7 veces mayor

a la de un geófono individual, la sensibilidad del arreglo de 12 geófonos resultó 2,2 veces mayor a la de un nodo.

Terminado el monitoreo de todas las etapas de fractura, se realizó la comparación de los registros obtenidos mediante los dos sistemas en esa línea. En la figura 7 hay un ejemplo de un evento microsísmico detectado por ambos sistemas, donde se observa el registro a lo largo de toda la línea y la amplitud de la señal sumada de todos los receptores. Se observa claramente un aumento en el ruido del registro de los nodos (Figura 7b) respecto al de geófonos (Figura 7a) y una disminución de la amplitud de la señal sumada correspondiente a un evento.

Luego de analizar 56 eventos fácilmente identificables en ambos registros, el ruido ambiente promedio registrado por los nodos resultó ser 2,6 veces superior al registrado por el arreglo lineal de geófonos, mientras que la relación señal ruido de los nodos en promedio fue de un 40% menor que la de arreglo. Eso significa que, si se hubiera desplegado todo el tendido con este tipo de receptores, solamente se habría detectado el 60% de los eventos localizados por el dispositivo de producción utilizado.

Teniendo en cuenta estas observaciones, concluimos que los receptores nodales podrían ser empleados para trabajos de adquisición de microsísmica de superficie si fuese operativamente más conveniente, solo en caso de contar con número suficiente de nodos. Para que sus resultados sean comparables en calidad a un arreglo de geófonos, debería conformarse una red más densa que la aquí evaluada, que consta del doble de estaciones.

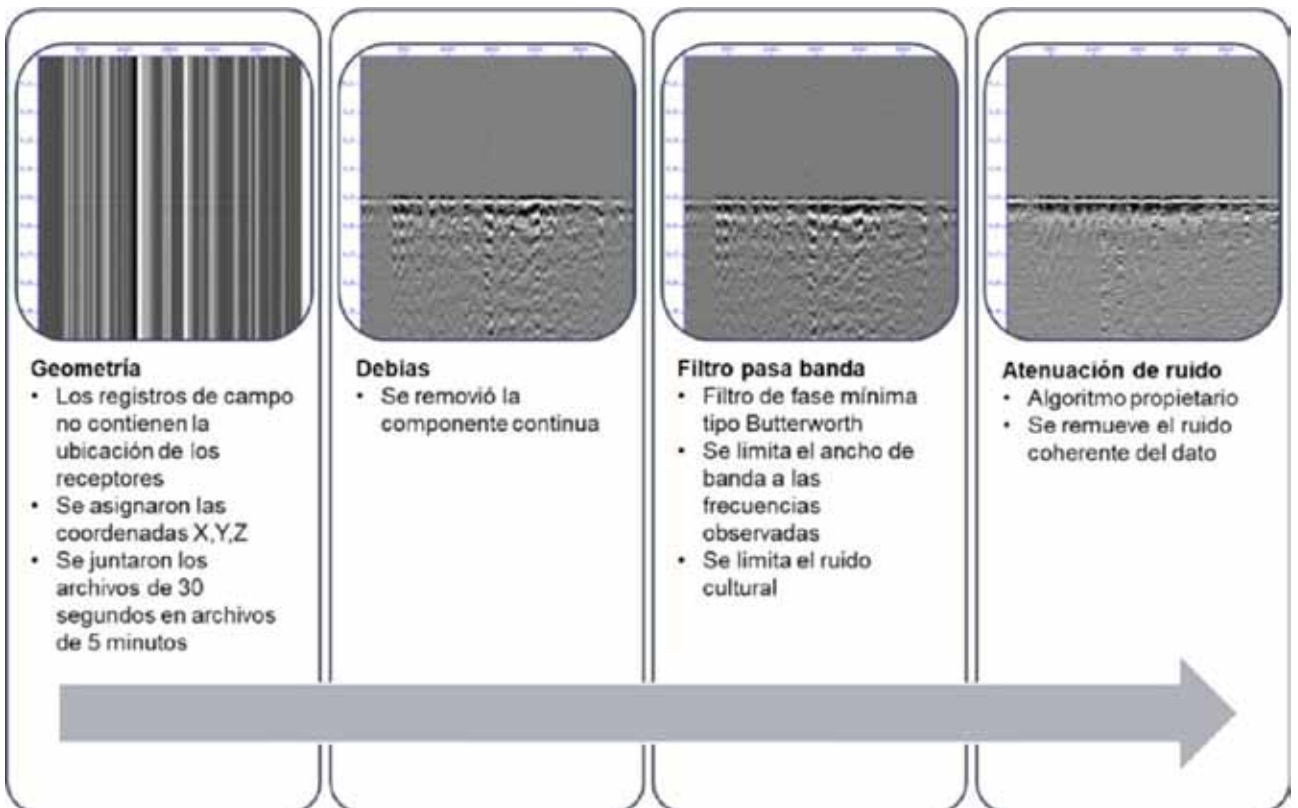


Figura 5. Flujo de trabajo de acondicionamiento de datos registrados previos a la localización de eventos.

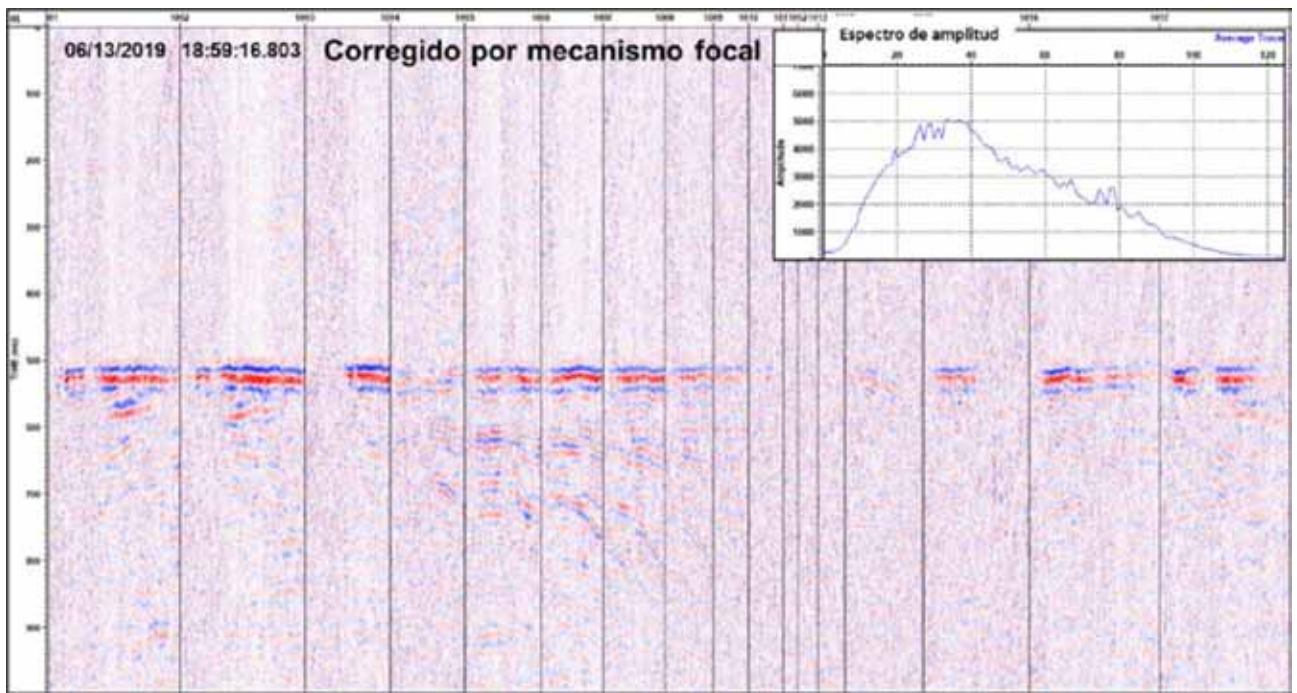


Figura 6. Ejemplo de evento registrado acondicionado y ya corregido por moveout y mecanismo (fase).

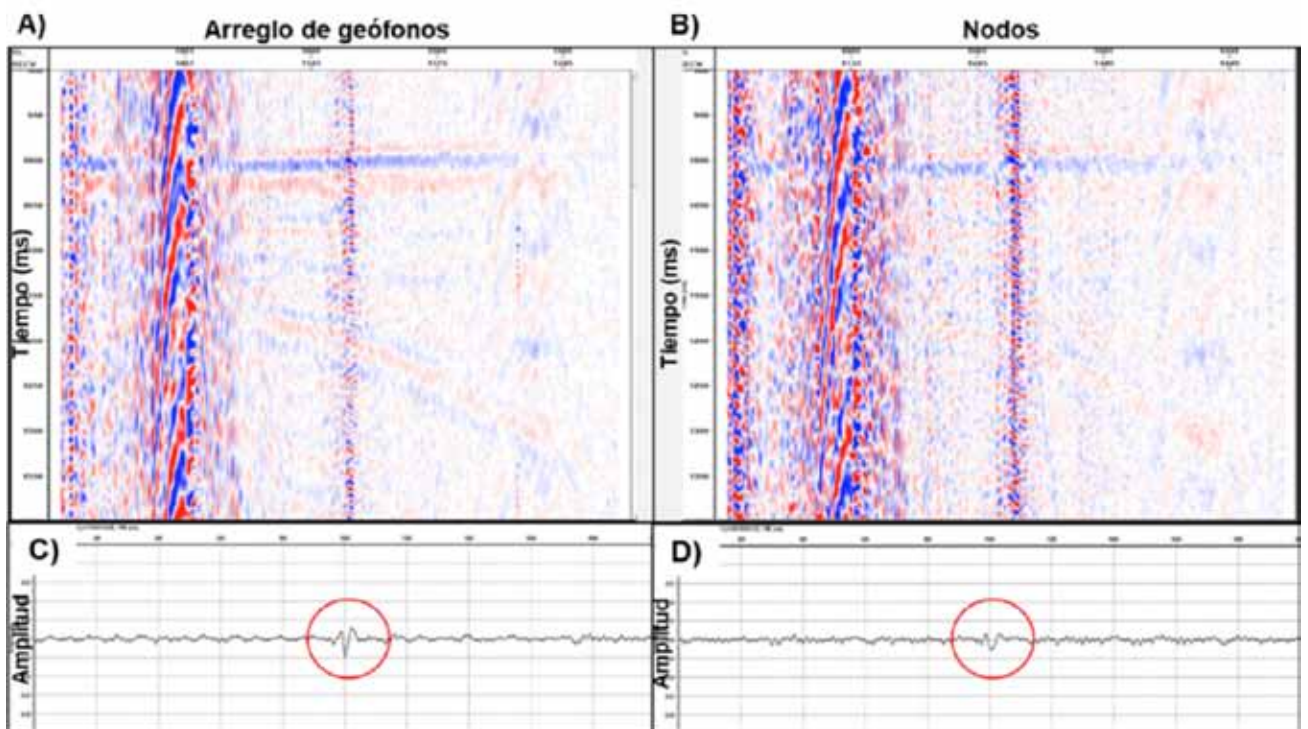


Figura 7. a) Evento detectado por el arreglo de geófonos sobre la línea 1. b) Evento detectado por los nodos sobre la línea 1. c) Amplitud de la señal sumada en el arreglo de geófonos. d) Amplitud de la señal sumada para los nodos.

Resultados

Eventos detectados

El número de eventos microsísmicos detectados durante el tratamiento resultó ser muy diferente en ambos pozos, de acuerdo con el programa de inyección. En el pozo C se inyectó más fluido y menor cantidad de propano, lo cual dio como resultado 4999 eventos. Mientras que, en el pozo D, donde se inyectaron menores

caudales de agua y mayor concentración de propano, se registraron solo 1940 eventos (Figura 8). Las magnitudes de los eventos se encuentran dentro del rango esperable para este tipo de trabajos, entre -0,8 y -2,5 (Figura 9) y el análisis de su distribución según el modelo de Gutenberg-Richter arroja una mínima magnitud completa M_c de -2,0 y un valor del coeficiente b value de 2,36 consistente con un origen para los eventos asociado a una fractura hidráulica (Gutenberg y Richter, 1954).

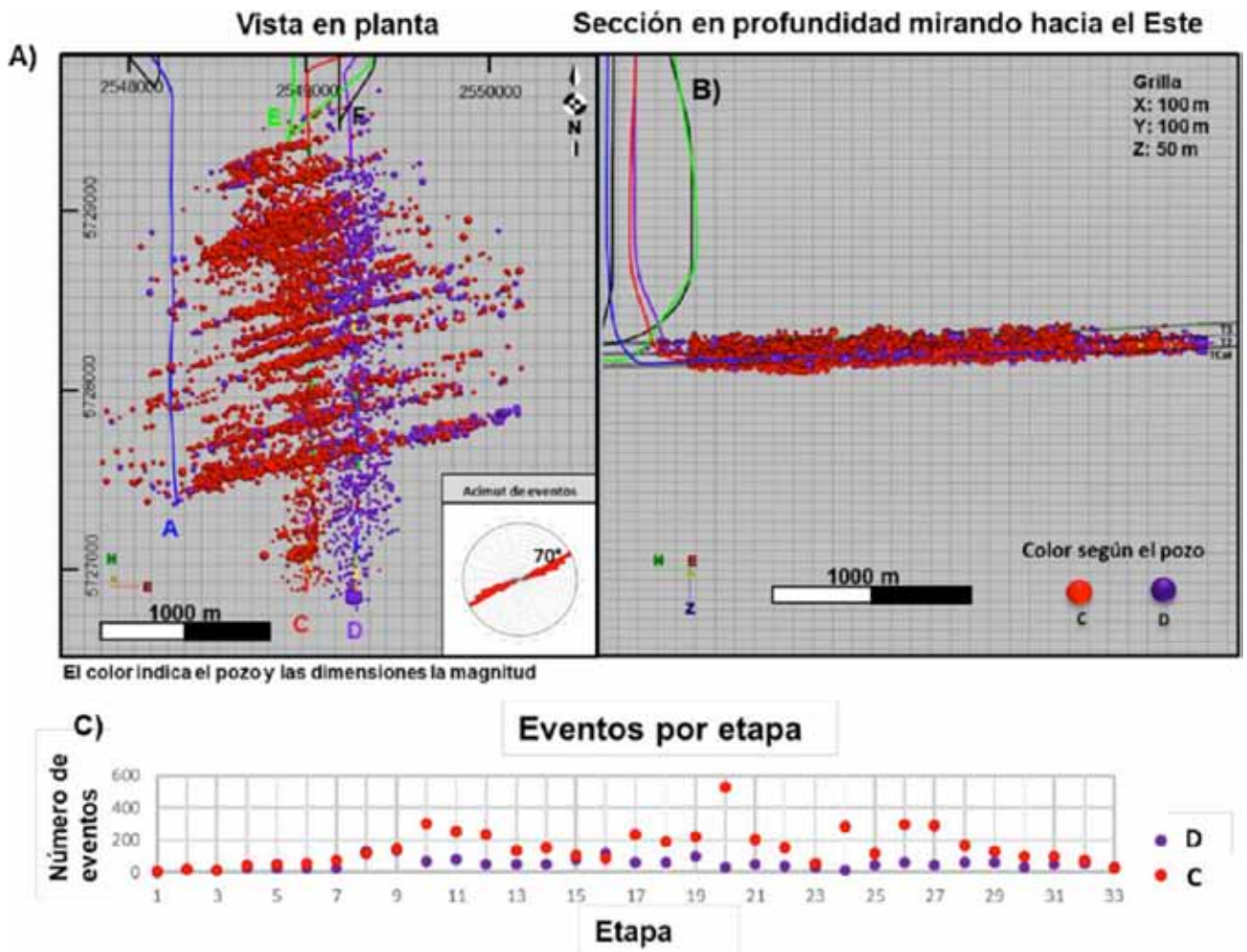


Figura 8. Ubicación de hipocentros para los pozos C y D. Los eventos están coloreados por pozo y el tamaño representa la magnitud. El diagrama de rosa muestra la tendencia principal de los eventos. A) Vista en planta. B) Vista lateral. C) Número de eventos por pozo y por etapa de fractura.

En la figura 10 se observa la distribución de los eventos por magnitud, es decir, la efectividad del arreglo para la detección en distintas zonas, resultado que se compara con el mapa de magnitud mínima completa estimado *a priori* (en color en la figura).

Los errores de localización de los eventos están en por debajo de los 2 m en promedio en la horizontal y de los 7

m de promedio en la vertical, con valores máximos del orden de 30 m, siendo mayores los de los eventos con menor cobertura directa de receptores en superficie. Estos errores no se comportan aleatoriamente, sino que están correlacionados con la magnitud y con la posición respecto del eje del arreglo. En la figura 11 se muestra la distribución de los errores en la horizontal y en la vertical respecto de

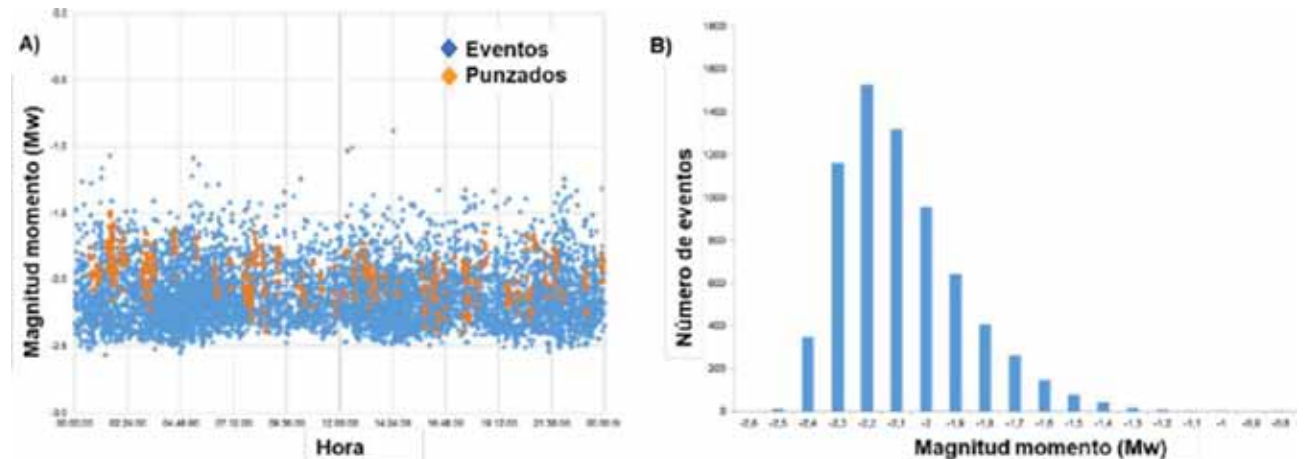


Figura 9. a) Distribución de magnitud de eventos detectados en función del tiempo. Celeste: eventos microsísmicos. Naranja: punzados. b) Histograma de magnitudes de eventos.

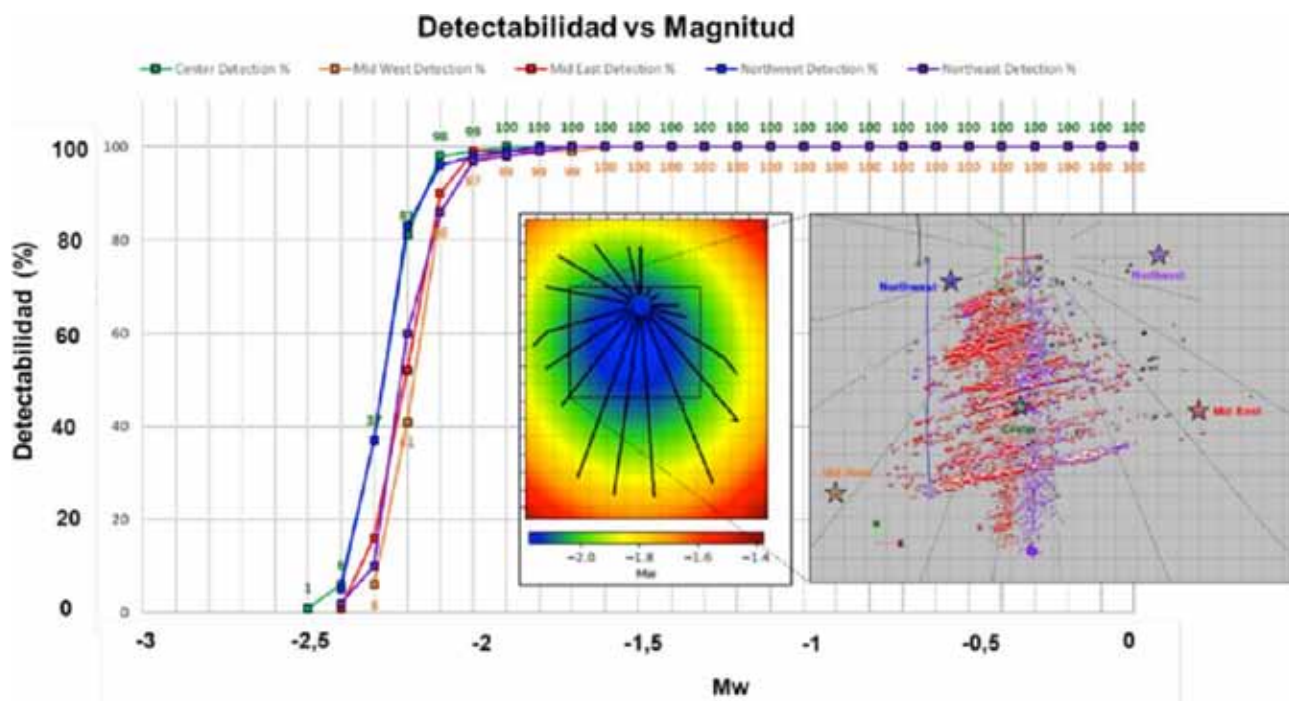


Figura 10. Detectabilidad de la red en función de la magnitud M_w de los eventos para distintas posiciones.

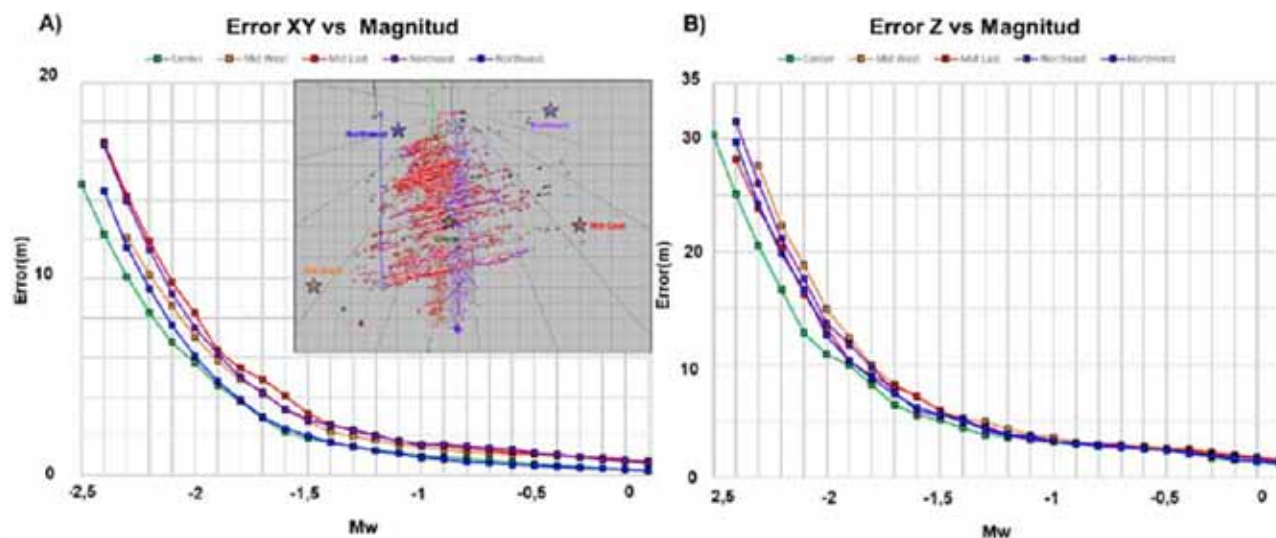


Figura 11. Errores de localización en función de la magnitud para distintas posiciones. a) Horizontales. b) Verticales.

la magnitud, para grupos de eventos cercanos a cinco locaciones indicadas con estrellas. Puede observarse que la componente vertical se comporta de manera similar a la horizontal, aunque los mismos son mayores por un factor aproximado de 2. Se ve que la correlación de los errores con la locación relativa al eje del arreglo es menos importante que con la magnitud, pero sí se puede observar que los errores aumentan levemente al alejarse de este.

Por otra parte, en la figura 12 se pueden observar la clasificación de los eventos coloreados por etapa de fractura, donde se observa claramente que aproximadamente a partir de la etapa 5 a 7, la geometría de la fractura cambia radicalmente, y obtiene fracturas mucho más extensas lateralmente. Sin embargo, en altura, la fractura sigue contenida dentro del reservorio estimulado.

Red discreta de fracturas y volumen con propante

Para los eventos detectados con mejor calidad ($S/N > 4$), se estimaron también los mecanismos focales mediante la inversión del tensor de momento sísmico, de forma de entender la manera en que la roca se fracturó (2570 eventos para el pozo C y 506 para el D). Cada uno de esos eventos puede ser reemplazado por un “plano de fractura”, respetando la magnitud, el buzamiento y el acimut obtenido mediante este proceso, y ubicándolo en los hipocentros definidos durante la localización. El conjunto de estos planos conforma una idealización llamada red discreta de fracturas (DFN) que utilizamos para representar los efectos de la fractura hidráulica en la roca, y a partir de la cual puede determinarse el volumen de roca estimulado durante el tratamiento. La DFN estimada puede verse en la figura 13a.

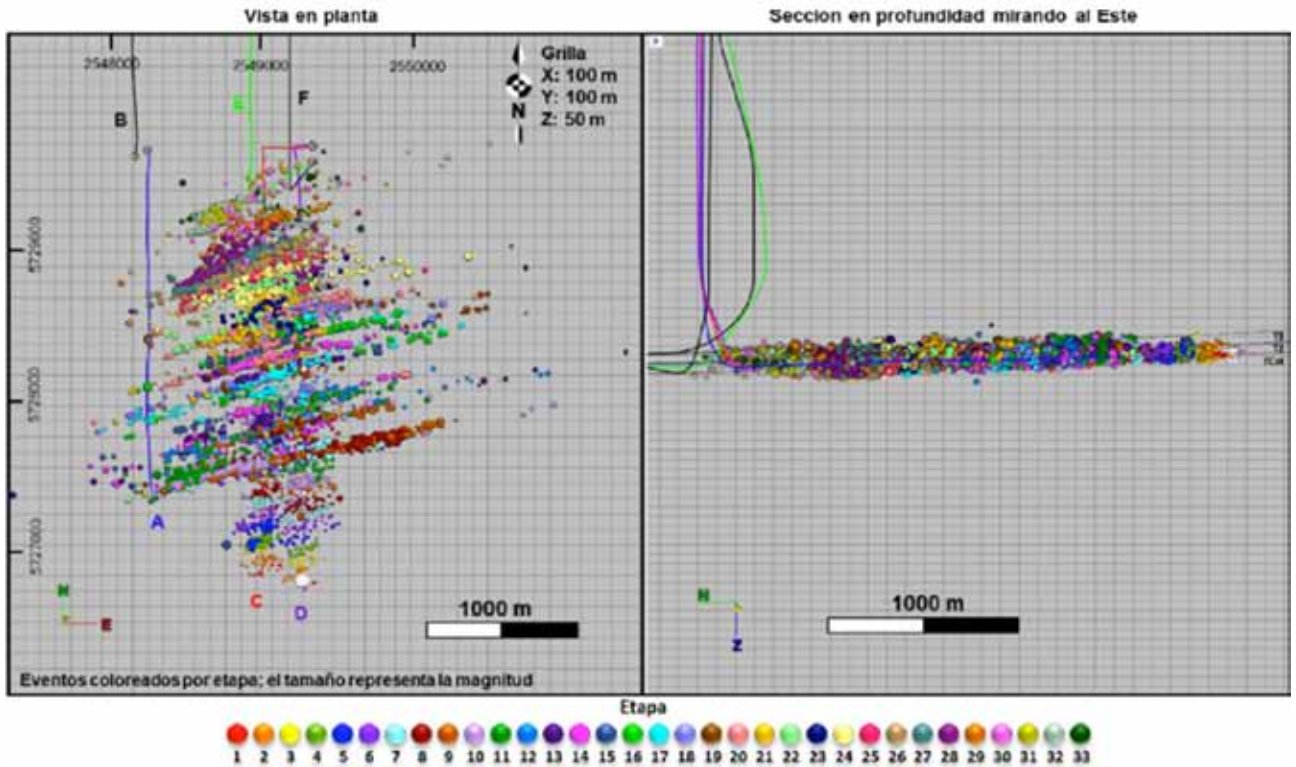


Figura 12. Ubicación de hipocentros para los pozos C y D. Los eventos están coloreados por etapa de fractura y el tamaño representa la magnitud. a) Vista en planta. b) Vista lateral.

Para estimar la distribución final de propante dentro de la fractura generada, se realizó un balance de materia en una grilla de 30 m x 30 m. El volumen total de propante bombeado durante cada etapa se distribuye desde los punzados a través de la red de fracturas estimada hacia la roca hasta que el propante se termina (Oda, 1985). En las figuras 13b y 14 se puede observar la relación final entre el volumen de roca estimulado total y el volumen

de roca estimulado llenado con propante según esta aproximación.

Luego de aplicar esta metodología, la nube de eventos obtenida muestra fracturas con 1090 m de longitud y 120 m de altura, mientras que la porción con propante disminuye a 220 m de longitud total y 50 m de altura. De la misma manera el SRV calculado total disminuye a un 20% cuando se calcula el SRV lleno con propante (Tabla 1).

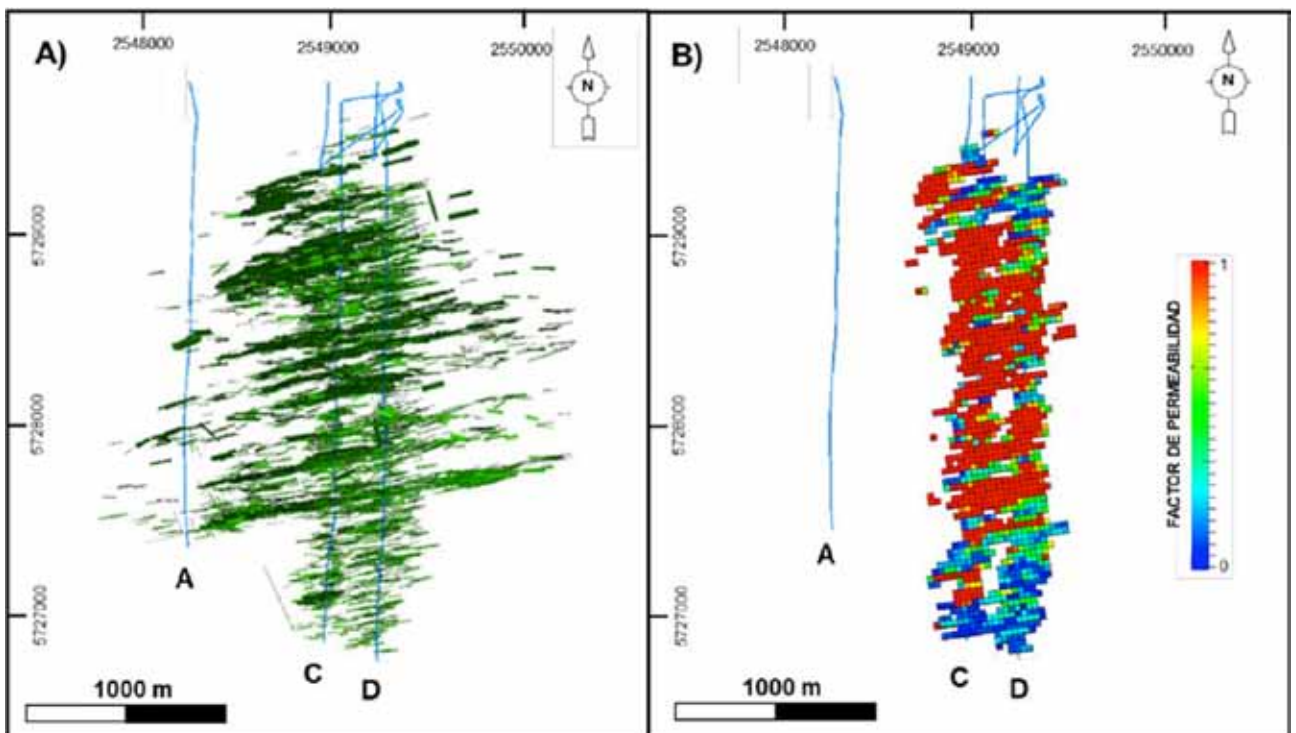


Figura 13. a) DFN total para los pozos C y D. b) Volumen de roca con propante, coloreado por un factor de permeabilidad relativa. Vista en planta.

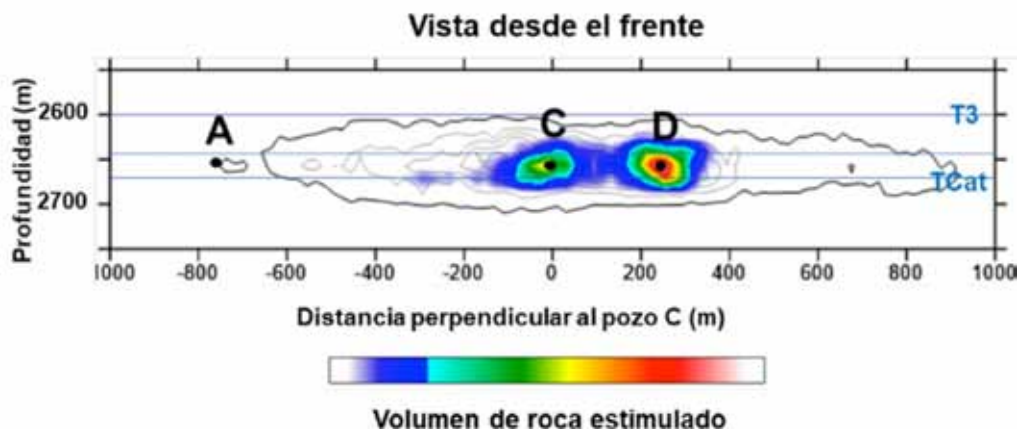


Figura 14. Vista frontal desde el sur del volumen de roca estimulado total (contornos negros) y el volumen de roca con propante (colores).

	Sin propante	Con propante
Media longitud (m)	545	110
Altura (m)	120	50
Volumen de roca estimulado (m ³)	367.585.900	76.116.190

Tabla 1. Geometría promedio de las fracturas y geometría de la zona con propante.

Verticalmente, más del 70% del volumen estimulado está centrado en la porción de la formación aleadaña a la trayectoria de los pozos, mientras que el resto se distribuye por encima y debajo del objetivo.

Análisis de esfuerzos principales

La inversión del tensor de momento sísmico para los eventos principales determinó un esfuerzo horizontal máximo con acimut 82°, totalmente de acuerdo con los valores regionales y locales medidos de otras formas (Heidbach *et al.*, 2018). No se observa rotación de esta dirección en la vertical dentro de la formación evaluada. Existe, sin embargo, una población de eventos de tipo cizalla oblicua, muy marcados, con un acimut de 70°. Estos eventos representan fracturas preexistentes que fueron estimuladas durante el tratamiento hidráulico, posiblemente relacionadas con rasgos de cizallas observadas a escala regional en toda la cuenca (Marchal *et al.*, 2020). El régimen de esfuerzos es de tipo normal, siendo el esfuerzo vertical el máximo; el stress ratio es 0,56, en concordancia con lo mostrado por Varela *et al.* (2020). En la figura 15 se observan los eventos representados como planos y coloreados según su mecanismo focal. Los eventos tipo *dip-slip* y *oblique-slip* (en colores azul, celeste y amarillo) resultaron más simples de estimular que los eventos tipo *strike-slip* (en rojo).

Interacción detectada con pozo vecino: *frac-hit*

Durante el tratamiento se observó una muy fuerte interacción de la fractura con el pozo vecino A, ubicado a 750 m al oeste (Figura 13a). El pozo A había sido puesto en producción siete meses antes de la fractura de estos dos pozos, y estaba produciendo en ese momento. Cuando el avance del tratamiento llegó a la etapa de fractura con la dirección principal alineada al comienzo de la rama del pozo A, la forma de las fracturas cambió dramáticamente, como se observa en la figura 16. Las

fracturas se alargaron, y llegaron a producir un impacto en el pozo A, que inmediatamente perdió su presión y su producción. El pozo se mantuvo cerrado hasta la finalización del tratamiento, luego del cual se intervino y recuperó la producción de petróleo anterior en poco tiempo, previo a sacar todo volumen de agua contactado por el pozo emisor.

Simulación de efecto padre-hijo

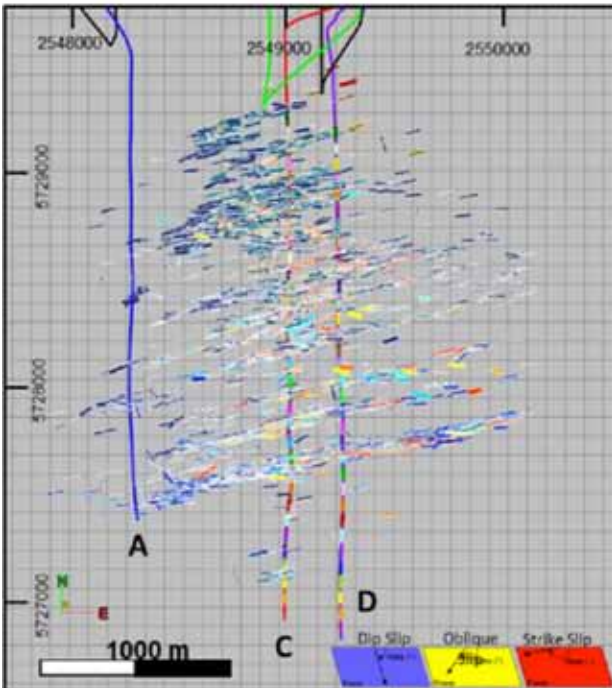
Con los resultados de este trabajo se realizó una simulación para cuantificar la interacción de una fractura con pozos previamente perforados y en producción, conocido como efecto *parent-child* (Crespo *et al.*, 2020). Se construyó un modelo estático en el cual se propagaron las propiedades de reservorio al área circundante a los pozos en tratamiento (Gait y Crovetto, 2020). El primer paso para calibrar el modelo fue ajustar la presión del tratamiento y la geometría de fracturas con los resultados de la microsísmica de superficie, para luego realizar al ajuste de producción. Para ello se emplearon ocho meses de historia de producción y, adicionalmente, se contó con un análisis PVT de los fluidos de producción como dato de entrada.

Una vez calibrado el modelo, se plantearon diferentes escenarios para cuantificar el efecto que genera el pozo previo sobre la geometría de las fracturas y la producción acumulada final de los pozos posteriores. Se evaluaron tres distanciamientos diferentes entre pozo "padre" y pozos "hijos" de 200 m, 300 m y 400 m, y seis escenarios de depleción considerando distintos períodos de producción previa para el pozo padre. Se encontró que el impacto en el EUR final puede llegar a mostrar hasta un 40% de disminución si el pozo hijo se perfora luego de cinco años de producción del pozo padre, en el caso más severo con 200 m de distanciamiento entre ellos. Al contrario, para 400 m de distanciamiento, el impacto es nulo, aunque se deja área entre pozos sin drenar. Es decir, el impacto negativo del EUR depende fuertemente del distanciamiento entre pozos y del tiempo de producción del pozo padre.

Efecto del tratamiento en la producción

Un aspecto para destacar es el efecto que ha tenido la diferencia entre las estimulaciones de los pozos C y D

Formación/Intervalo	Acimut de SH_{max}	Eventos invertidos
Total pozos C y D	$82.3^{\circ} \pm 1.5^{\circ}$	275
Total cerca pozo A	$74.7^{\circ} \pm 5.1^{\circ}$	77
Above T3	$80.8^{\circ} \pm 11.0^{\circ}$	50
T3-T2	$80.6^{\circ} \pm 1.9^{\circ}$	110
T2-TCat	$83.3^{\circ} \pm 2.2^{\circ}$	102
Debajo de T2Cat	$82.1^{\circ} \pm 4.7^{\circ}$	69



Diagramas de rosas- Eventos tipo Dip Slip

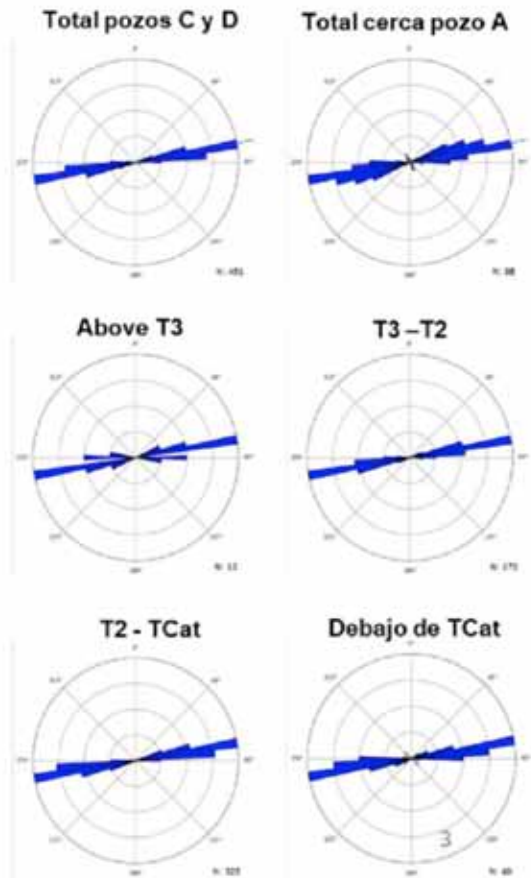


Figura 15. Análisis de esfuerzo horizontal máximo por intervalo y mecanismos focales de los eventos.

(Figura 3), con menor y mayor concentración de propan- te, sobre la producción de los pozos. Ya hemos visto que el efecto a nivel de eventos microsísmicos registrados fue muy importante, con casi el triple de eventos en el pozo estimulado con mayor caudal de fluido por etapa (pozo C) respecto del pozo D, donde se inyectó mayor concentración de agente sostén. Sin embargo, en cuanto a la producción de los pozos, se observa muy poca diferencia de producción de petróleo entre ellos durante los casi tres años desde su puesta en marcha (Figura 17). Este hecho indicaría cierta interferencia entre los pozos.

A partir de estos resultados, sumado a las simulaciones previamente descritas, se incrementó el distanciamiento entre ramas laterales de los pozos subsiguientes a 300 m y se implementó un programa de fractura con menor concentración de fluido y similar concentración de propan- te, debido a sus ventajas operativas.

Conclusiones

El monitoreo microsísmico del tratamiento de fractura hidráulica de los pozos C y D con un arreglo en super-

ficie extendido resultó una excelente herramienta para comprender los detalles de las fracturas obtenidas. Se observó un crecimiento en altura moderado, con fracturas confinadas al intervalo estratigráfico donde navegan los pozos, lo cual habilitó el comienzo de un desarrollo multinivel con mínima interferencia vertical.

La microsísmica permitió calibrar simulaciones y determinar el espaciado óptimo entre ramas, que luego de este estudio se incrementó a 300 m, y optimizar el tratamiento en los pozos futuros.

La fuerte predominancia de los lineamientos *strike-slip* a 70° es un factor importante para el desarrollo tipo factoría, ya que permite predecir los eventos de *frac-hit* que podrían darse en pozos en producción. También se han implementado fracturas más cortas con mayor número de etapas para mitigar este efecto.

Agradecimientos

Agradecemos a Pan American Energy S. L. y a YPF por la oportunidad de compartir este trabajo. A UGA, Juan Longhino y MSI por su invaluable participación, y a los revisores por sus sugerencias.

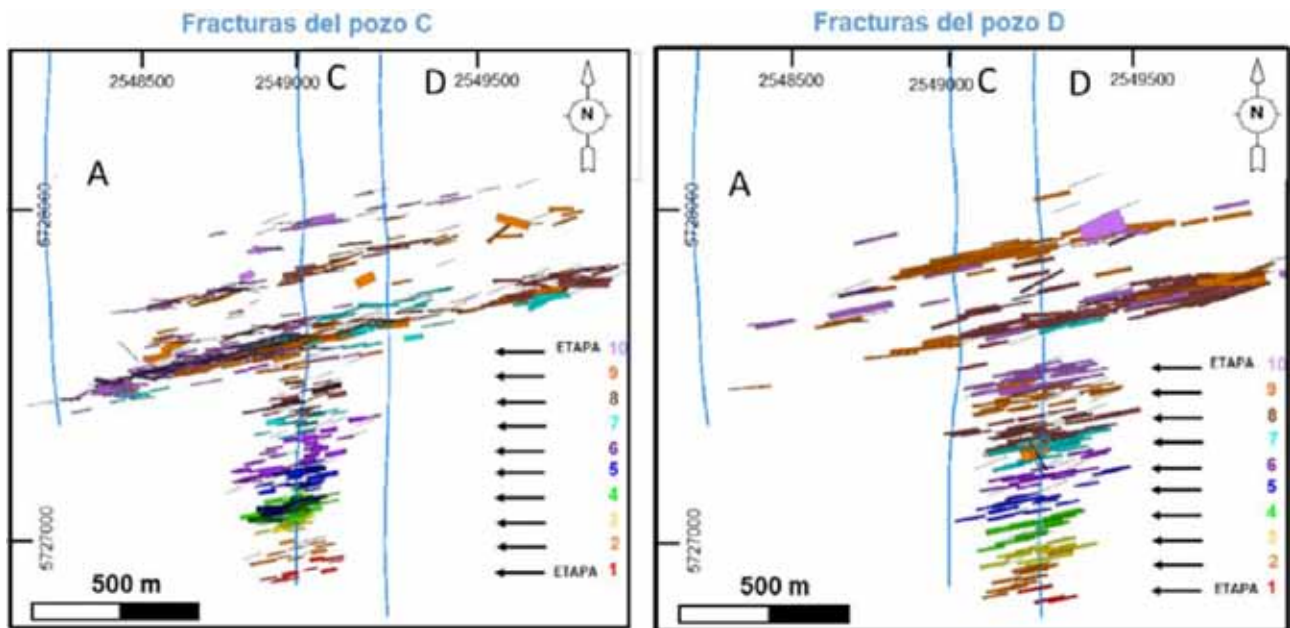


Figura 16. Geometría de las fracturas al alcanzar las cercanías de la TD del pozo preexistente A.

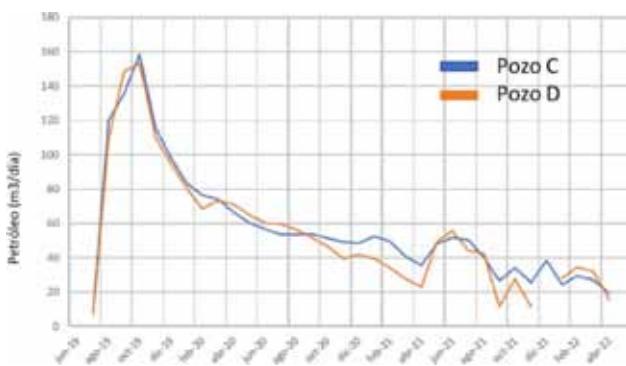


Figura 17. Producción pozos C y D a abril de 2022.

Referencias bibliográficas

Crespo, P.; Pellicer, M.; Crovetto, C. & Gait, J. (2020). *Quantifying the Parent-Child effect in Vaca Muerta Formation, Unconventional Re-sources Technology Conference (URTeC)*. DOI 10.15530/urtec-2020-1035.

Crovetto, C.; Moirano, J.; Vernengo, L.; Pellicer, M.; Duncan, P.; Remington, C.; McKenna, J.; Khodabakhshnejad, A. & Barker, W. (2020). *Imaging a Two-lateral Zipper Frac with a Surface Microseismic Array in Vaca Muerta, Argentina, Unconventional Resources Technology Conference (URTeC)*. DOI 10.15530/urtec-2020-1503.

Gait, J. & Crovetto, C. (2020). *Geocellular Model for Vaca Muerta Characterization, Unconventional Resources Technology Conference (URTeC)*. DOI 10.15530/urtec-2020-1540.

González, G.; Jait, D.; Benoit, S. y Silwan, C. (2016). Lindero Atravesado. En G. González, Vallejo, D., Kietzmann, D., Marchal, D., Desjardins, P., González Tomassini, F., Gómez Rivarola, L. y Domínguez, R. F. (eds.). *Transecta regional de la formación Vaca Muerta: Integración de sísmica, registros de pozos, coronas y afloramientos*. IAPG-AGA, 45-58.

Gutenberg, B. y Richter, C. F. (1954). *Seismicity of the earth and associated phenomena*. Princeton University Press.

Heidbach, O.; Rajabi, M.; Cui, X.; Fuchs, K.; Müller, B.; Reinecker, J.; Reiter, K.; Tingay, M.; Wenzel, F.; Xie, F.; Ziegler, M. O.; Zoback, M. L. y Zoback, M. D. (2018). The World Stress Map database release 2016: Crustal stress pattern across sca-

les. *Tectonophysics*, 744, 484-498. <https://doi.org/10.1016/j.tecto.2018.07.007>

Legarreta, L. y Uliana, M. A. (1991). Jurassic-Cretaceous marine oscillations and geometry of backarc basin fill, Central Argentine Andes. En D. McDonald, (eds.). *Sea level changes at active plate margins: process and product, International Association of Sedimentology*. Special Publication 12, 429-450.

Marchal, D., Manceda, R., Domínguez, R. F. y Sattler, F. (2020). Structural Geology: Tectonic History, Macrostructures, Regional Fault Map, Fault Systems, Second-Order Structures, and Impact of the Inheritance. En D. Minisini, Fantín, M., Lanusse Noguera, I. y Leanza, H. (eds.). *Integrated Geology of Unconventionals: The Case of the Vaca Muerta Play, Argentina*, AAPG Memoir, 121, 99-139.

Mitchum, R. M. y Uliana, M. A. (1985). *Estratigrafía sísmica de las formaciones Loma Montosa, Quintuco y Vaca Muerta, Jurásico Superior y Cretácico Inferior de la cuenca Neuquina, República Argentina*, 1° Congreso Nacional de Hidrocarburos, Petróleo y Gas, IAPG, Actas 439-484, Buenos Aires, Argentina.

Oda, M. (1985). Permeability tensor for discontinuous rock masses. *Geotechnique*, 35, 483-495.

Secretaría de Energía de la Nación (2022, 16 de mayo). Reportes de producción por pozo, yacimiento y concesión (Capítulo IV): Información estadística de hidrocarburos. <https://www.argentina.gob.ar/produccion/energia/hidrocarburos/produccion-de-petroleo-y-gas>

Varela, R.; Marchal, D.; Cuervo, S.; Lomardo, E.; Perl, Y.; Hryb, D.; Nielsen, O. & Pateti, P. (2020). Geomechanics: Pressure, Stress Field and Hydraulic Fractures. En D. Minisini, Fantín, M., Lanusse Noguera, I. y Leanza, H. (eds.). *Integrated Geology of Unconventionals: The Case of the Vaca Muerta Play, Argentina*, AAPG Memoir, 121, 351-376.

Weaver, C. (1931). *Paleontology of the Jurassic and Cretaceous of the West Central Argentina, Memoirs of the University of Washington*, Volume 1, 469.

Zarpellón, C. y Crovetto, C. (2018). *Estudios Sísmicos en el Área de Lindero Atravesado de la Cuenca Neuquina: Flujo de Trabajo Utilizado*, 10° Congreso de Exploración y Desarrollo de hidrocarburos, IAPG, Simposio de Geofísica, 99-111, Mendoza, Argentina.



Desarrollo *multilanding* de la formación Vaca Muerta en el yacimiento La Amarga Chica, cuenca Neuquina. Experiencias, lecciones aprendidas y desafíos

Por *Franco Vittore, Gastón Manestar, Gustavo Flores Montilla, Carolina Bernhardt, Tamara Mobilio, Julia Bouhier, Camila Fraga, Florencia Rincón, Héctor Biglia y Gerardo Silva (YPF); Safwan Nadzri y Zarif Alwi (Petronas)*

Trabajo seleccionado sobre el tema Desarrollo de Vaca Muerta del 11° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos del IAPG.

Este trabajo presenta estudios de caso de desarrollo de *multilanding* con muchos niveles de navegación por plataforma, lecciones aprendidas, riesgos y medidas de mitigación adoptadas en La Amarga Chica, un play no convencional en el centro-este de la provincia de Neuquén.



El yacimiento La Amarga Chica se localiza 90 km al NO de la ciudad de Neuquén y a 16 km de la localidad de Añelo (Figura 1), posee una superficie de 186 km², comprendida en tres áreas de geometría triangular que denominaremos Triángulo Sur, Triángulo Centro y Triángulo Norte. Representa el segundo campo de petróleo no convencional de mayor producción en la Argentina, después de Loma Campana.

Vaca Muerta es la formación productiva del bloque,

caracterizada inicialmente a partir de la perforación de dos pozos verticales exploratorios y luego por una etapa piloto que consistió en tres fases anuales (2015-2017) e incluyó la perforación de 33 pozos con sus pilotos asociados de adquisición de datos (Vittore *et al.*, 2018).

En 2018 se inició la fase de desarrollo modo factoría, y hasta la actualidad lleva perforados 114 pozos horizontales con una producción diaria de petróleo de 7000 m³/d.

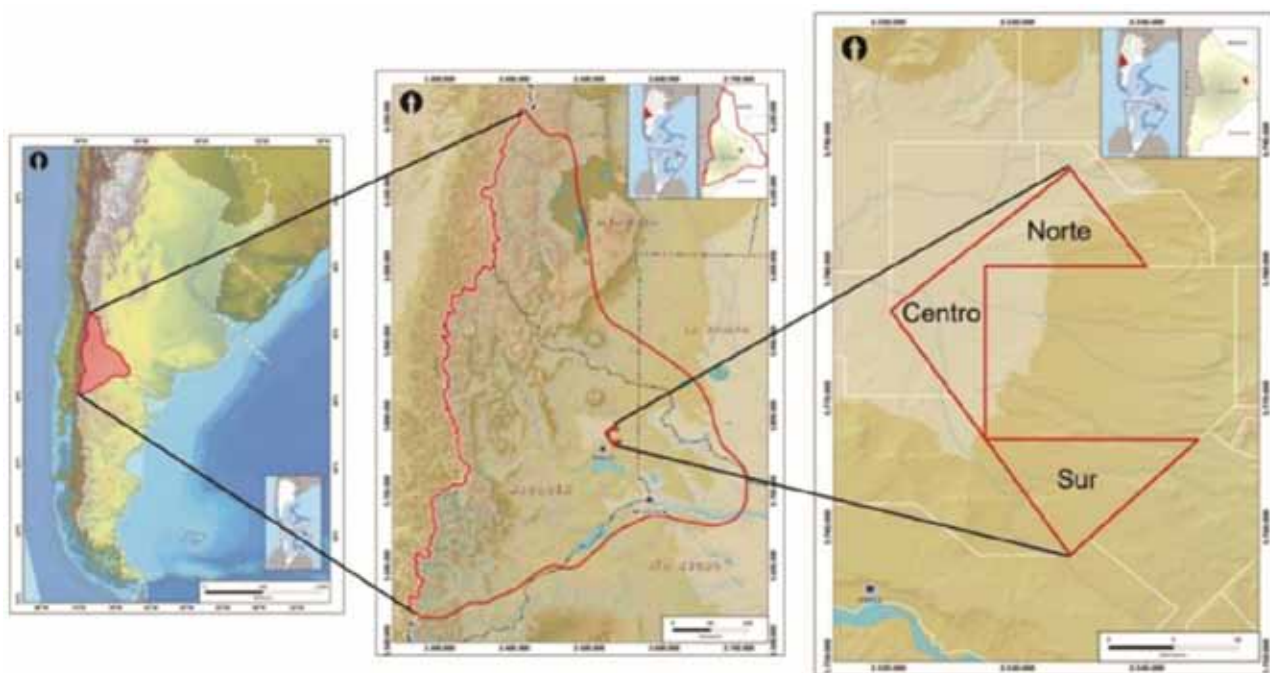


Figura 1. Mapa de ubicación Yacimiento La Amarga Chica, cuenca Neuquina, Argentina.

Caracterización

Niveles de navegación

Durante la etapa piloto se llevó a cabo un plan de adquisición de datos estáticos y dinámicos convenientemente distribuidos a lo largo del bloque. Los datos estáticos incluyeron adquisición de cobertura sísmica 3D, testigos corona en dos sondeos (270 m), perfiles eléctricos completos en los pozos verticales, muestreo de recortes de perforación y microsísmica. Entre los datos dinámicos se cuenta con datos de gradientes estáticos y dinámicos, muestras de fluido PVT, análisis de fluido de producción, trazadores químicos, *Diagnostic Fracture Injection Test* (DFIT) y mediciones de presión, entre otros.

El objetivo y la estrategia en la etapa piloto, fue el *de-risking* de toda el área del bloque mediante la perforación de 30 pozos horizontales a todos los potenciales niveles de navegación identificados. Con esta información se evaluó la productividad por zona y por nivel y se generó un inventario con 650 pozos de longitudes promedio de 2500 m con sus producciones y riesgos asociados.

Desde el punto de vista estratigráfico, los niveles basales con patrones sísmicos agradantes denominados internamente como Cocina (C) y Orgánico Inferior (Oi) (Vittore *et al.*, 2020), están presentes en todo el bloque y poseen espesores y propiedades petrofísicas relativamen-

te homogéneas. Asimismo, los niveles restantes supra-yacentes se encuentran distribuidos dentro de las clinoforamas progradacionales del sistema y corresponden al denominado Orgánico Superior (subniveles 1, 2 y 3), que presenta espesores y propiedades variables, restringiendo las zonas prospectivas de estos.

A lo largo del área de concesión, el espesor orgánico de la formación Vaca Muerta, definido a partir de un valor de corte de Carbono Orgánico Total (COT) mayor al 2%, varía en un rango de 190 m a 240 m en sentido de orientación del sistema depositacional (SE-NO). Hacia el SE del área de estudio se reconocen dos niveles de navegación plausibles de ser desarrollados, mientras que avanzando en sentido NO dentro del bloque se desarrollan hasta seis objetivos con riqueza orgánica dentro de la formación Vaca Muerta (Figura 2).

En la figura 3, en el corte sísmico de orientación NO-SE se muestra la distribución areal y vertical de los niveles en desarrollo en el bloque a la fecha y una oportunidad *upside* de un objetivo adicional, que se abordará en detalle más adelante.

Los niveles Cocina y Orgánico Inferior se manifiestan en facies orgánicas en todo el campo y representan el foco inicial de la estrategia de desarrollo, mientras que los niveles correspondientes al Orgánico Superior comprenden una mayor heterogeneidad de litofacies

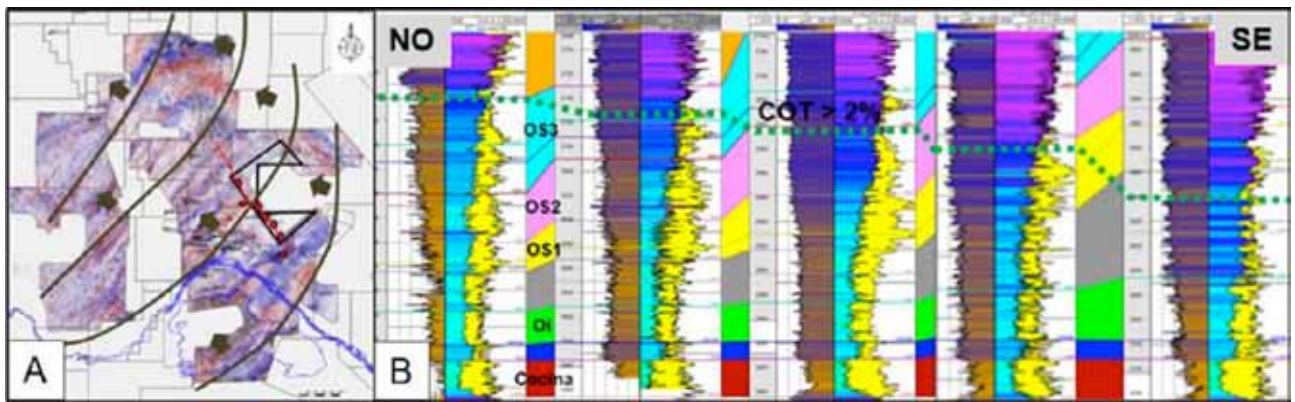


Figura 2. A) Mapa de ubicación con transecta de pozos de figura B. Nótese el sentido de avance SE-NO de las distintas progradaciones del sistema depositacional. B) Sección de pozos NO-SE que muestra el cambio gradual en el desarrollo de objetivos orgánicos identificados dentro de la formación Vaca Muerta en el bloque.

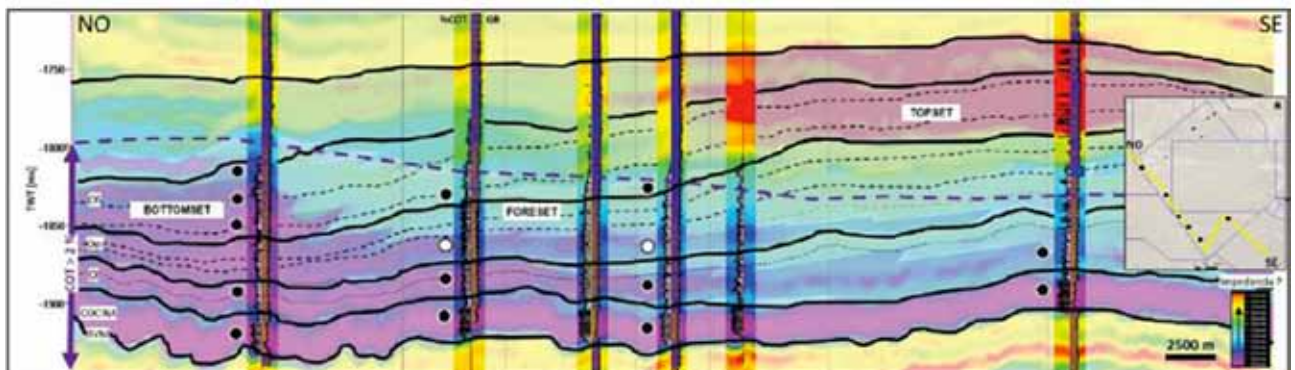


Figura 3. Sección sísmica NO-SE con mapeo de Impedancia Acústica, que muestra la distribución areal y vertical de los *landing zones* desarrollados en el bloque a la fecha (círculos negros) y una oportunidad *upside* bajo evaluación (círculo blanco).

Características y Propiedades de Reservorio (Promedio)								
Landing Zone #	Nombre Informal	Litofacias	Posición clinoforma	Espesor (m)	PHIT (%)	SwT (%)	COT (%)	M. Young (mpsi)
1	Cocina	Mudstones calcáreas, fosilíferas e intraclásticas	Bottomset	31	13	36	6	1.5
2	Orgánico Inf	Mudstones calcáreas, intraclásticas	Bottomset	36	12	52	4	1.7
3	Orgánico Sup 1	Packstones Intraclásticas, Wackestones	Topset a Foreset	38	9.7	36	3	2.1
4	Orgánico Sup 2	Wackestones, Packstones con radiolarios y foraminíferos	Topset a Foreset	33	8.6	47	2.5	2.0
5	Orgánico Sup 3	Packstones Intraclásticas, Wackestones con radiolarios	Topset a Foreset	40	7.6	56	2	2.9

Tabla 1. Resumen de las principales características y propiedades de los niveles de navegación del bloque. PHIT: Porosidad total; SwT: Saturación de Agua Total; COT: Carbono Orgánico Total; M. Young: Módulo de Young.

(Bernhardt y Vittore, 2018), y se restringen a ciertas zonas del campo según su posición estratigráfica dentro del sistema depositacional. En la tabla 1 se resumen las principales características y propiedades del reservorio para cada nivel.

Nuevas oportunidades

En el marco de un reciente proyecto de valorización de oportunidades (Mobilier *et al.*, 2021), se visualizó un nuevo nivel factible de ser testeado en la zona sur del área de estudio, denominado internamente como Orgánico Medio.

Como puede observarse en la figura 4, se localiza estratigráficamente en la porción media de la formación

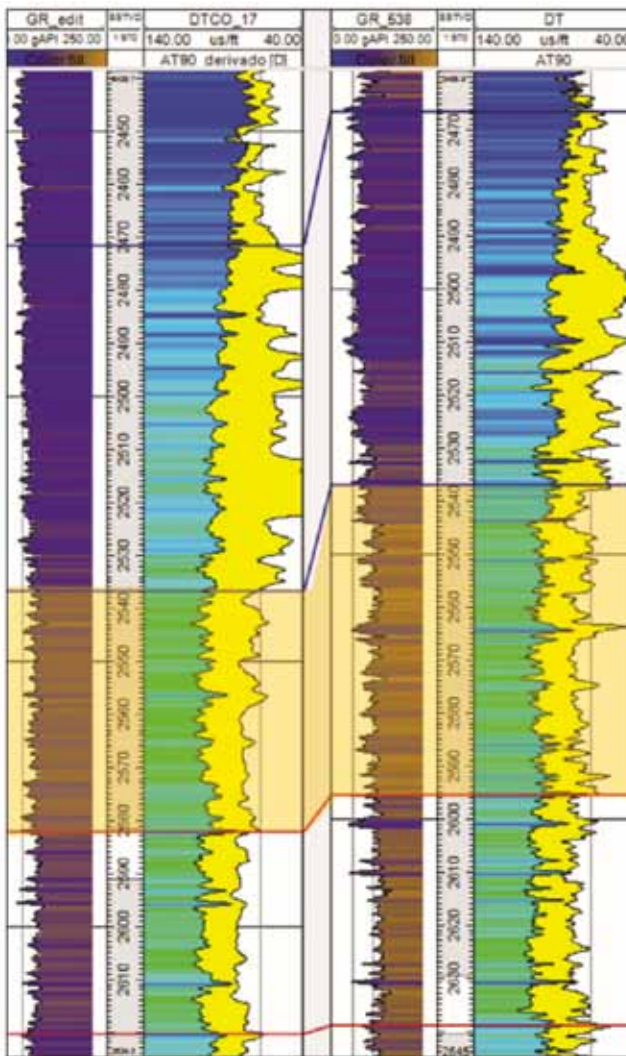


Figura 4. Perfiles de dos pozos verticales de referencia localizados en el ámbito de la propuesta de estudio, que resalta la posición estratigráfica del objetivo Orgánico Medio. Track 1: perfil Gamma Ray; Track 2: método Passey (curvas de perfiles sísmico y resistividad).

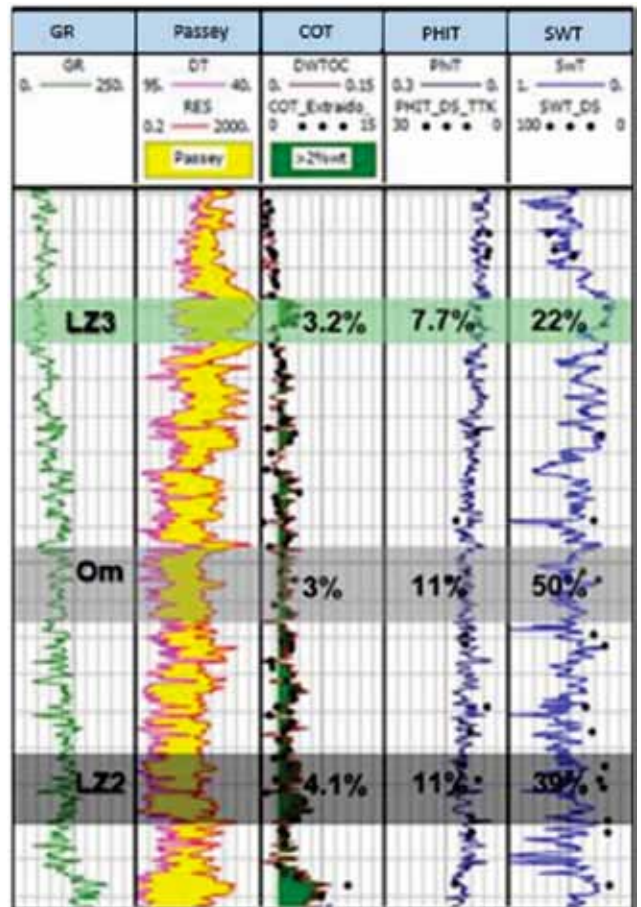


Figura 5. Propiedades petrofísicas de COT, PHIT y SwT en un pozo vertical para el nivel propuesto Orgánico Medio y la zona de navegación de los pozos a los niveles supra e infrayacentes correspondientes a Orgánico Superior 1 (LZ3) y Orgánico Inferior (LZ2), respectivamente.

Vaca Muerta, distanciado verticalmente en promedio unos 60 m al nivel OS1 y 46 m al Oi. Este distanciamiento se considera apropiado, con el fin de evitar una interferencia vertical significativa entre los niveles mencionados.

A partir de un modelo petrofísico calibrado con datos de corona se determinaron los valores promedios de los parámetros COT, PHIT y SWT para ese nivel en los pozos verticales de referencia que dieron valores promedio de COT del 3% (Wt), porosidad promedio de un 11%, y un 50% de SWT. Al comparar las propiedades del Orgánico Medio con los niveles de navegación supra e infrayacentes (Figura 5), se observa que presenta valores similares de COT, PHIT y SWT respecto al nivel Orgánico Inferior (LZ2), y difiere del Orgánico Superior 1 (LZ3), el cual exhibe menores valores de PHIT y SWT.

La perforación y evaluación de producción de esta oportunidad ya se encuentra en la cartera de proyectos del bloque, y permitirá incorporar en principio 16 nuevos pozos al inventario total del campo.

Desarrollo de múltiples niveles: estrategia y riesgos

El desarrollo en modo factoría de múltiples niveles productivos trae aparejado diversas problemáticas que debemos resolver para maximizar la rentabilidad del proyecto y minimizar sus riesgos. Las siguientes son algunas preguntas que debemos hacernos:

- ¿Cuáles son los niveles de mejor productividad?
- ¿Desarrollamos todos los niveles juntos, en forma individual o en grupos?
- ¿Cómo abordamos las interferencias entre pozos durante las operaciones?
- ¿Cuál es el distanciamiento óptimo entre pozos?, ¿es igual para todos los niveles?
- ¿Debemos fracturar los pozos en distintos niveles con el mismo diseño de estimulación?

- ¿Cuál es el efecto “padre-hijo” entre pozos a un mismo nivel?
- ¿Cómo es la interferencia vertical entre pozos en distintos niveles?
- ¿Podemos eliminar algún nivel al generar fracturas más grandes que logren drenar toda la sección vertical útil?
- ¿Existen niveles con mayor riesgo de deformación de casing?
- ¿Cómo desarrollar zonas estructuralmente complejas?

A continuación, nos introduciremos en algunas de estas problemáticas en forma conceptual y, por último, veremos casos de estudios, en los cuales, por ejemplo se analizarán interferencias en producción en la vertical y la horizontal para determinar su impacto en la estrategia de desarrollo del bloque.

Efecto padre-hijo

El efecto padre-hijo es un fenómeno no deseado que desafía el desarrollo de yacimientos no convencionales tipo *shale* en el mundo, se define como la pérdida de producción del pozo padre (pozo nuevo), debido a la depletación del pozo padre (pozo en producción, figura 6) (Kumar *et al.*, 2020). Esta pérdida aumenta con el tiempo en producción del pozo padre y disminuye con la distancia de separación entre padre-hijo. En líneas generales, se estima que el efecto es mayor en la horizontal que en la vertical, que alcanza valores máximos de pérdida de productividad por pozo del orden del 20% al 35%.

Una manera simple de mitigar esta problemática es reducir al máximo el número de pozos hijos generados. Hay varias formas de lograrlo: mediante la ejecución de superpads de gran cantidad de pozos (Dembicki *et al.*, 2015), o con operaciones simultáneas de perforación, terminación, producción de varias locaciones a la vez (*Tank Development - Cube Development*, Thompson *et al.*, 2018). Ambas estrategias tienen como desventajas una excesiva inversión inicial en los proyectos, elevados ciclos de construcción de pozos y diferimiento de su puesta en producción.

Otra medida que permite reducir la cantidad de pozos padres es el desarrollo secuenciado en el tiempo de los distintos niveles, mediante la configuración de locaciones de 4 o 6 pozos a un mismo nivel.

Medidas adicionales de mitigación implementadas en los principales reservorios no convencionales de Norteamérica proponen aumentar el espaciamiento entre pozos padres e hijos, adaptar los diseños de estimulación de los pozos hijos o represurizar los pozos padres.

Ante las complejidades mencionadas, entendemos que hay que convivir de la mejor manera posible con este fenómeno, mitigándolo a través de una estrategia de desarrollo ordenada, buscando optimizar los tiempos de perforación de los pozos hijos, con el fin de que la depletación natural inducida por los pozos padres sea mínima.

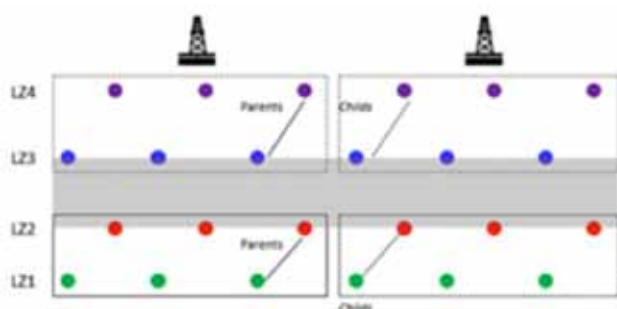


Figura 6. Esquema conceptual para un desarrollo teórico de locaciones de seis pozos con cuatro niveles de navegación. Primera secuencia niveles 1 y 2, y segunda secuencia niveles 3 y 4. Líneas continuas (izquierda) pozos padres y líneas punteadas (derecha) pozos hijos.

Interferencias en las operaciones

A medida que aumenta la actividad y el desarrollo del campo, los eventos de comunicación entre pozos son cada vez más frecuentes. Estas interferencias se analizan y mitigan según las operaciones involucradas sean a) Interferencia Perforación-Estimulación, b) Interferencia Perforación-Producción, y c) Interferencia Estimulación-Producción. En el caso de los primeros dos tipos, se deben evitar mediante medidas de planificación apropiadas, mientras que para el último tipo se debe convivir con la misma mediante protocolos de mitigación, medidas de seguridad operativa y control de calidad de instalaciones de superficie, ya que es inevitable su ocurrencia.

a) Interferencia Perforación-Estimulación: para evitar esta clase de interferencia se realiza un flujo de trabajo que se inicia con un análisis estadístico de antecedentes, se establecen criterios para evaluar los riesgos que analice distancia entre pozos en horizontal y vertical, solapamiento entre ramas laterales, barreras de presión, presencia de fallas. También se mide la intensidad de interferencia teniendo en cuenta parámetros de presión de *casing* y UBD (*underbalanced drilling*), cambios en las propiedades de lodo y reportes de perforación. Luego se clasifica el riesgo de ocurrencia en bajo, medio y alto, que tiene asociado una curva creciente de probabilidad de pérdida del pozo en perforación.

b) Interferencia Perforación-Producción: para esta clase de interferencia se debe considerar si

- 1) se está perforando en zonas depletadas por pozos con apreciable historia de producción cuyas consecuencias pueden incluir pérdidas totales y/o parciales, aprisionamientos de herramientas de perforación y/o *casing* durante maniobras de entubación, ahogue del pozo productor y lodos en las líneas de producción; o bien
- 2) se está perforando en zonas presurizadas, en cuyo caso se puede contar con efectos negativos como influjos de agua y/o contaminación y cambio de la reología del lodo en el pozo en perforación.

Mediante análisis y monitoreo de datos se generan modelos de pronósticos de interferencia y se emiten recomendaciones, como perforar o no perforar en la zona en cuestión, cerrar o no cerrar pozos productores en la cercanía, monitorear presiones en pozo productor y eventos en pozo perforador.

c) Interferencia Estimulación-Producción: esta clase de interferencia se da cuando las fracturas hidráulicas de un pozo en terminación interfieren la zona drenada por pozos productores cercanos. Para mitigar esta problemática, se toman medidas de prevención como gestión de aseguramientos de pozos en producción, monitoreo de incrementos de presión y corte de agua en los pozos padres (*frac hits*).

Deformación de *casing*

Este fenómeno se define como la deformación producida sobre el *casing* producto de las operaciones de estimulación realizadas en pozos vecinos o en el mismo pozo, que atenta contra su integridad y produce efectos no deseados en las operaciones.

Entre los principales *shales* del mundo afectados por esta problemática se encuentran Montney (Canadá), Sichuan Basin (China) y Vaca Muerta (Argentina), donde el fenómeno parece estar asociado a cuencas con régimen de esfuerzos *strike-slip* o inversos locales.

La deformación de *casing* se puede producir tanto en la curva como en la rama lateral de los sondeos. La primera es la que exhibe mayores consecuencias negativas, entre las que podemos mencionar retrasos en las operaciones de terminación, pérdidas de etapas de fractura y productividad asociada.

Es una problemática multicausal, donde uno o más de los siguientes factores pueden actuar y/o contribuir a que se produzca este efecto: cizalla en planos de debilidad, reactivación de fallas, cuplas débiles, cementación deficiente, trayectorias de pozos complejas o fuera de zona de navegación, por citar los más importantes.

Como parte de las medidas adoptadas para evitar y/o mitigar la problemática se desarrolló una metodología interna que inicia con el mapeo y la clasificación de planos de debilidad (*weak interfaces*) en todos los niveles atravesados (Licitra y Vittore, 2016), se posicionan los sondeos a una distancia prudente de los mismos y se respetan las ventanas de tolerancia definidas en la vertical para la geonavegación.

Otras medidas son reducir los volúmenes inyectados en las últimas etapas de fractura de los pozos considerados como riesgosos y secuenciar las fracturas de los pozos de la locación de modo de minimizar las pérdidas de etapas en caso de deformación. Gracias a estas y otras medidas de mitigación se ha logrado reducir considerablemente la cantidad de etapas perdidas debido a este fenómeno en la zona bajo estudio.

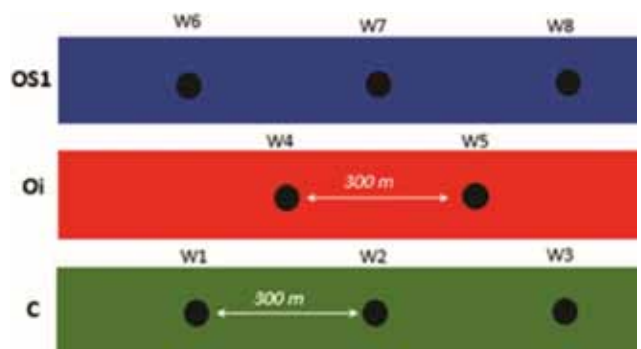


Figura 7. Vista en 2D que muestra la configuración en subsuelo de los ocho pozos en estudio.

Casos de estudio

Caso de Estudio I

Este caso hace referencia a dos locaciones con ocho pozos en total, perforados y estimulados en forma simultánea cuyo objetivo principal era realizar sensibilidades a parámetros que se consideraron claves en los diseños de estimulación en función de cada nivel de navegación. Como parte de la adquisición de datos, se programó la toma de información a través de monitoreo de presiones durante las operaciones de fracturas, inyección de trazadores líquidos oleofílicos y sensores de presión de fondo.

Otro de los objetivos que se perseguía era comprobar la validez de desarrollar esta zona del campo con los tres niveles presentes en simultáneo, manteniendo el mismo espaciamiento entre pozos y solo ajustando los diseños de estimulación. El espaciamiento planificado fue de 300 m. En la figura 7 se observa una vista en corte tipo *gun barrel* con la configuración en subsuelo de los ocho pozos analizados.

Los primeros datos examinados fueron los provenientes de los sensores de presión al momento de realizar las fracturas hidráulicas. Para interpretar esta información, se recopiló el número de incrementos de presión (*pressure hits*) ocurridos en los pozos vecinos al momento que se fractura un determinado pozo de la locación.

En función del número e intensidad de eventos detectados se puede establecer de manera cualitativa la posible existencia de una mayor comunicación en dirección horizontal (mismos niveles de navegación) o en dirección vertical (entre distintos niveles de navegación). Del análisis de los datos, se concluyó que existe una mayor cantidad e intensidad de eventos entre pozos correspondientes al mismo nivel de navegación, como se observa en la figura 8.

Adicionalmente, esta información se integró con los datos recopilados por los porcentajes de trazadores oleofílicos recuperados, y los resultados obtenidos se validaron mediante los *pressure hits*. Paralelamente, durante la puesta en marcha, a los 90 y 180 días de producción, se realizaron ensayos de interferencia usando sen-

sores de presión de fondo. Estos ensayos consistieron en cierres y aperturas de pozos, analizando la respuesta en presión de pozos vecinos. Estos ensayos mostraron resultados consistentes tanto con los trazadores como con los *pressure hits* e incrementos del corte de agua en los pozos padres, con predominancia de interferencia entre pozos del mismo nivel, y particularmente, mayor interferencia en los pozos del nivel de navegación superior (OS1). A su vez, repetir este ensayo en el tiempo permitió verificar cómo esta interferencia fue disminuyendo con el paso del tiempo.

Respecto de la evaluación de los diseños de estimulación de los distintos niveles se pudo concluir que, para el nivel Cocina se obtuvieron buenos resultados al aumentar el volumen de agua inyectado; para el nivel Orgánico Inferior no se comprobó mejoras apreciables en productividad al aumentar la intensidad de arena, mientras que para el caso del nivel Orgánico Superior 1 el aumento de cantidad de *clusters* por etapa se tradujo en una menor interferencia y mejores resultados de producción.

La baja o nula comunicación vertical entre los pozos de distintos niveles, viabiliza un desarrollo secuenciado en el tiempo, que se inicia con los niveles basales, y luego, en una segunda etapa, se desarrollar el nivel superior. Esto tiene la doble ventaja de priorizar niveles de mayor productividad y minimizar el efecto padre-hijo perforando mayor cantidad de pozos al mismo nivel.

Caso de Estudio II

Durante 2021 se perforo y puso en producción la primera locación multiwell de cinco pozos a distintos niveles de navegación (Figura 9), en una zona del bloque con 240 m de espesor útil. Con el fin de entender la interferencia vertical entre los cinco niveles y determinar si era factible drenar toda la sección vertical con menor cantidad de pozos, se llevó a cabo una prueba de interferencia de producción.

El ensayo se ejecutó a los seis meses de la puesta en marcha de los pozos, y se realizó la siguiente secuencia operativa:

- Cierre del pozo OS1 por dos días (permitiendo lectura de presión en boca de pozo).
- Apertura del pozo OS1.
- Monitoreo de presiones durante al menos cinco días sin modificaciones en los pozos de la locación.
- Cierre del pozo OS2 por dos días (permitiendo lectura de presión en boca de pozo).
- Apertura del pozo OS2 manteniendo sin modificaciones el resto de los pozos de la locación por al menos dos días.

Esta operación permitió evaluar la interferencia vertical entre todos los niveles de navegación superiores correspondientes a las progradaciones del sistema, ya que la interferencia entre Cocina y Orgánico Inferior había sido evaluada en profundidad previamente en otros pilotos realizados en la compañía.

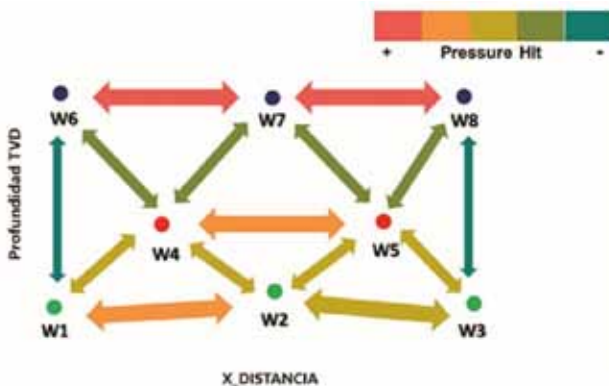


Figura 8. Esquema profundidad-distanciamiento que muestra el análisis cualitativo de información de sensores de presión.

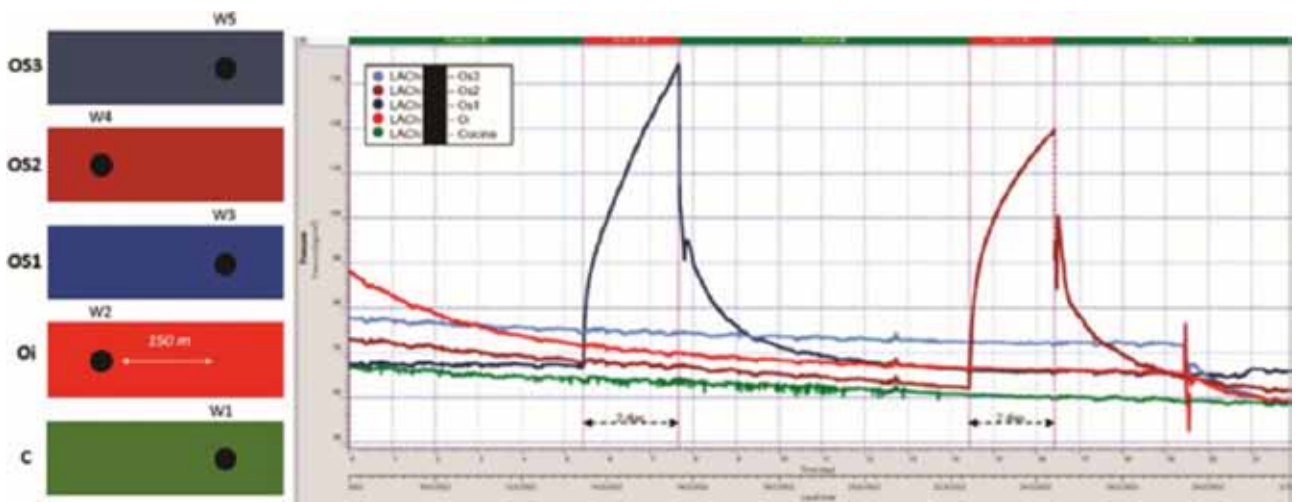


Figura 9. A la izquierda vista en 2D de la configuración en subsuelo de los cinco pozos bajo estudio. A la derecha gráfico presión-tiempo que muestra mediciones de sensores de presión durante el ensayo de interferencia, donde se observan las respuestas a los dos cierres realizados.

Los resultados del ensayo no mostraron interferencia apreciable, por lo que no fue necesaria la aplicación de la metodología CPG (*Chow Pressure Group*) para su cuantificación.

Se concluye que la interferencia entre los distintos niveles es muy baja o despreciable. Este resultado sugiere que no sería posible drenar toda la sección con menos pozos. Además, con baja interferencia vertical, y al igual que el resultado obtenido en el caso de estudio I, es conveniente secuenciar en el tiempo el desarrollo de los niveles, de forma tal de ejecutar locaciones de más pozos al mismo nivel de navegación, y así disminuir las pérdidas de productividad generadas por el efecto padre-hijo horizontal con la consecuente reducción en la cantidad de pozos hijos.

Por lo tanto, para este sector del bloque se prioriza el desarrollo de los niveles basales (Cocina y Orgánico Inferior) y se planifica para una fase posterior el desarrollo de los tres niveles superiores.

Próximos desafíos

A medida que avanza el desarrollo masivo de La Amarga Chica se suman nuevos desafíos inherentes al creciente nivel de actividad del proyecto. En este sentido es fundamental la planificación correcta de la estrategia de desarrollo, la definición de las zonas óptimas del campo por desarrollar, la selección de locaciones y la secuencia y *timing* del ciclo de construcción de pozos, dentro de los planes de acción anuales.

En relación con este último punto es clave la confección y la programación de los cronogramas de perforación, terminación y puesta en marcha, con el fin de minimizar potenciales interferencias entre pozos dadas por las operaciones simultáneas (*simops*). Una estrategia que contribuye a mitigar esta problemática es perforar con dos o más equipos en forma simultáneas en locaciones

contiguas (cubo), de forma de no dispersar arealmente la actividad y así evitar interferencia en operaciones de riesgo. La planificación y la gestión de permisos de mayor cantidad de locaciones (*backups*) también resultan una solución sencilla para moverse a otra ubicación en caso de que se visualicen interferencias ante cambios de cronograma por contingencias.

Sin dudas, uno de los mayores desafíos es la pérdida de productividad por efecto padre-hijo. Su cuantificación es un proceso complejo con resultados dispares. Actualmente, es un reto lograr el desarrollo del campo en forma ordenada evitando locaciones *infill* y reduciendo el tiempo para perforar pozos contiguos a otros en producción. Las locaciones de más pozos, el desarrollo en cubo y el desarrollo de menos cantidad de niveles con el extremo de desarrollo monocapa son medidas efectivas para minimizar esta pérdida de productividad en los pozos nuevos.

Además, los diseños de estimulación se encuentran bajo continua optimización, con tendencias a incrementar las intensidades de fluido y propante que buscan desarrollar mayor complejidad y conectividad de las fracturas hidráulicas en la cercanía del *wellbore*. Un hito importante para los proyectos no convencionales fue la considerable reducción del costo de terminación de los pozos mediante el uso de ciento por ciento de arena nacional en los tratamientos. En esta misma línea, otra técnica que se está evaluando implementar es la de sets de fracturas con operaciones simultáneas (*Simul-Frac*), que reducirán tiempos y costos de las operaciones de terminación.

Para finalizar, el foco en la mejora continua representa el norte que se debe seguir en el proyecto, en la búsqueda por estandarizar los innumerables procesos involucrados en el desarrollo factoría, incorporar tecnología, buenas prácticas y lecciones aprendidas focalizados en la reducción del costo pozo, compromiso con el medioambiente y optimización de las operaciones.

Conclusiones

La estrategia implementada en la fase piloto permitió la caracterización e identificación de cinco niveles productivos y económicamente rentables, con oportunidades para desarrollar nuevos *targets* a futuro, al ser un yacimiento pionero en el desarrollo *multilanding* de la formación Vaca Muerta.

En este trabajo se expusieron dos casos de estudio representativos de desarrollo, con pozos a múltiples niveles de navegación. En el primer caso se verificó que es posible desarrollar los tres niveles mencionados con igual espaciamiento entre pozos, introduciendo cambios en los diseños de estimulación y en el caso del nivel superior (OS1), con mayor evidencia de interferencia horizontal. Por otro lado, la baja interferencia vertical sugiere que es conveniente desarrollar los niveles secuenciados en el tiempo, y que se inicie por los dos niveles basales.

El segundo caso se muestra una locación con cinco pozos a distintos niveles de navegación, donde se comprueba baja o nula interferencia vertical a partir de los sensores de presión de superficie, con lo cual se concluye que para drenar toda la sección en esta zona de máximo espesor de Vaca Muerta es necesario perforar pozos a los cinco niveles identificados y verificar que no es factible agrupar y desarrollar dos niveles con un solo pozo.

En ambos casos queda claro que la interferencia en producción en la vertical es baja, y mucho menor que en la horizontal. Por lo tanto, al igual que en el caso de estudio anterior, resulta conveniente desarrollar menor cantidad de niveles en simultáneo, de forma de perforar más pozos a un mismo nivel con la consecuente disminución en la cantidad de pozos “hijos” asociados.

En este trabajo se ha puesto de manifiesto la necesidad de buscar medidas que mitiguen la pérdida de productividad por el efecto padre-hijo dado el gran impacto en la economicidad de los proyectos. En esta línea, el desarrollo de locaciones en forma de cubo, un desarrollo ordenado junto con las mencionadas locaciones de mayor cantidad de pozos y menor número de niveles en simultáneo, por el momento, son las medidas que han tenido efectos positivos para mitigar esta problemática.

Agradecimientos

Agradecemos a las autoridades de las compañías YPF y PETRONAS por permitir la presentación de este trabajo a la comunidad científica.

A los colegas de la Regional No Convencional, que estuvieron involucrados en las distintas etapas de exploración y pilotos de delineación del campo, por sus invaluable aportes al conocimiento y caracterización de la formación Vaca Muerta.

Un reconocimiento especial a Martín Foster, por sus aportes en el desarrollo del bloque y sus recomendacio-

nes para la mejora de este trabajo. A los sectores Operaciones, Geonavegación y Proyectos.

Finalmente, agradecemos a los revisores, que contribuyeron a enriquecer este manuscrito con sus valiosas sugerencias.

Referencias bibliográficas

- Bernhardt, C. y Vittore, F. (2018). Proyecto Caracterización de Electrofacies en el yacimiento La Amarga Chica. Informe interno YPF.
- Dembicki, M.; Nevokshonoff, G.; Johnsen, J. & Spence, M. (2015). The Super Pad - A Multi-Year Integrated Approach to Resource Development in the Montney. Unconventional Resources Technology Conference, San Antonio, EE. UU. URTeC: 2170574.
- Kumar, A.; Shrivastava, K.; Elliot, B. & Sharma, M. (2020). Effect of Parent Well Production on Child Well Stimulation and Productivity. Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition. The Woodlands, Texas, EE. UU.
- Licitra, D. T. y Vittore, F. (2016). Estudio y flujo de trabajo Deformación de Casing. Informe interno YPF.
- Mobilio, T.; Bernhardt, C.; Bouhier, J.; Rincón, F.; Foster, M. y Vittore, F. (2021). Visualización de Oportunidades Upside en La Amarga Chica. Informe interno YPF.
- Nielsen, O.; Curia, D.; Pateti, P.; Ortega, A.; Caniggia, J. & Slinde, M. (2020). Integrated Geology of Unconventionals: The Case of the Vaca Muerta Play, Argentina, AAPG Memoir, 121, Chapter 17: Pilot Phase of the Aguada Federal Block, Black-Oil Window.
- Thompson, J.; Franciose, N.; Schutt, M.; Hartig, K. & McKenna, J. (2018). Tank Development in the Midland Basin, Texas: a case study of super-charging a reservoir to optimize production and increase horizontal well densities. URTeC: 2902895.
- Vittore, F. J.; Khalid Modh, D.; Bernhardt, C. & Lozano, F. (2018). Geological Characterization of Vaca Muerta formation in la Amarga Chica Block, Neuquén Basin, Argentina. I EAGE Conference on Reservoir Geoscience. Kuala Lumpur, Malaysia.
- Vittore, F.; Licitra, D. T.; Monti, L.; Lanusse Noguera, I.; Hernández, C.; Reijestein, H. & Quiroga, J. (2020). En D. Minisini; M. Fantin & I. Lanusse (eds.). Full Development Phase of the Loma Campana Block: Black oil to gas and condensate windows.

Buscá todo sobre el shale en nuestra web



LOS NO CONVENCIONALES OPORTUNIDAD QUÍMICOS SISMICIDAD USO DEL AGUA



www.shaleenargentina.org.ar

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

Pensada como herramienta útil para toda la comunidad, especializada o no, que quiera conocer con mayor profundidad lo relativo a estos reservorios y al *fracking* o estimulación hidráulica, así como los aspectos que generan mayores cuestionamientos: el uso del agua, la protección de los acuíferos, el uso de químicos, etcétera.

Toda la información de los expertos y las últimas noticias.

¡Y además, la posibilidad de consultar interactivamente a un experto sobre cualquier aspecto relacionado con el shale en la Argentina!



Caracterización integral a escala de cuenca de la formación Vaca Muerta como reservorio no convencional

Por *Silvana Utgé, Fabián Domínguez, Martín Fasola, Cintia Ponce, Carolina Bernhardt, Guillermina Sagasti (YPF)*

Trabajo seleccionado del tema de Exploración y Sistemas Petroleros del 11° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos del IAPG.

La evaluación de la formación Vaca Muerta como reservorio no convencional comenzó en 2008 con foco en caracterizar el potencial de esta unidad. Los descubrimientos de gas y petróleo se llevaron a cabo en 2010 y, hacia 2015, la delineación exploratoria contabilizaba 70 pozos exploratorios perforados. A comienzos de 2022, YPF ya lleva perforados más de 450 pozos verticales y 500 pozos horizontales con este objetivo en distintos ámbitos de la cuenca Neuquina.

En el inicio de la evaluación de la formación Vaca Muerta como reservorio *shale* se pusieron en práctica metodologías utilizadas para caracterizar plays *shales* exitosos en Estados Unidos (Passey *et al.*, 2010; Slatt, 2011). Para llevar a cabo el análisis y la caracterización de este tipo de reservorios se deben tener en cuenta múltiples factores de índole geológicos, geoquímicos, mineralógicos, petrofísicos y geomecánicos, entre otros, que analicen riqueza orgánica, espesor, extensión areal,



El objetivo de este trabajo es presentar un modelo a escala de cuenca regional, basado en un esquema cronoestratigráfico detallado, sobre el cual se mapearon diferentes propiedades clave de rocas y fluidos, en un área de estudio de 20.000 km² que cubre la mayor parte del play Vaca Muerta.

madurez térmica, tipo y calidad de la materia orgánica, fracturabilidad, sobrepresión, profundidad, porosidad y capacidad de adsorción de gases. Para ello fue necesario la toma de numerosas muestras y análisis de laboratorio. Con el avance de la exploración y el desarrollo, las compañías han trabajado en metodologías acorde a las características y las problemáticas propias de los bloques en los que operan, y los parámetros que se consideran son cada vez más específicos con el fin de lograr mayor productividad.

Este trabajo tiene como objetivo poner en valor la información geológica adquirida por YPF durante doce años de estudios con objetivo *shale* de la formación Vaca Muerta, integrándola en un modelo regional en un área de 20.000 km² (Figura 1), haciendo foco en la subdivisión de niveles de interés intraformacionales y potenciales *landing zones* caracterizándolos en distintos ámbitos de la cuenca.

Ubicación del área de estudio

La cuenca Neuquina se localiza en el ámbito centro-oeste de la Argentina, entre latitud 32° y 40° S. Limitada por el macizo Norpatagónico hacia el sur, al noreste por la Payenia y el sistema de Sierra Pintada o bloque de San Rafael, y al oeste por la Cordillera Principal, cubre un área aproximada de 160.000 km². Tiene un relleno sedimentario de 7000 m de espesor compuesto por sedimentitas de edad mesozoica a cenozoica. El área de estudio de este trabajo comprende 20.000 km² de la cuenca Neuquina en la provincia de Neuquén (Figura 1A). En este ámbito se concentra el actual desarrollo de campos de YPF de la formación Vaca Muerta.

Metodología

En una primera etapa, sobre la base de interpretaciones sismoestratigráficas previas basadas en datos sísmi-

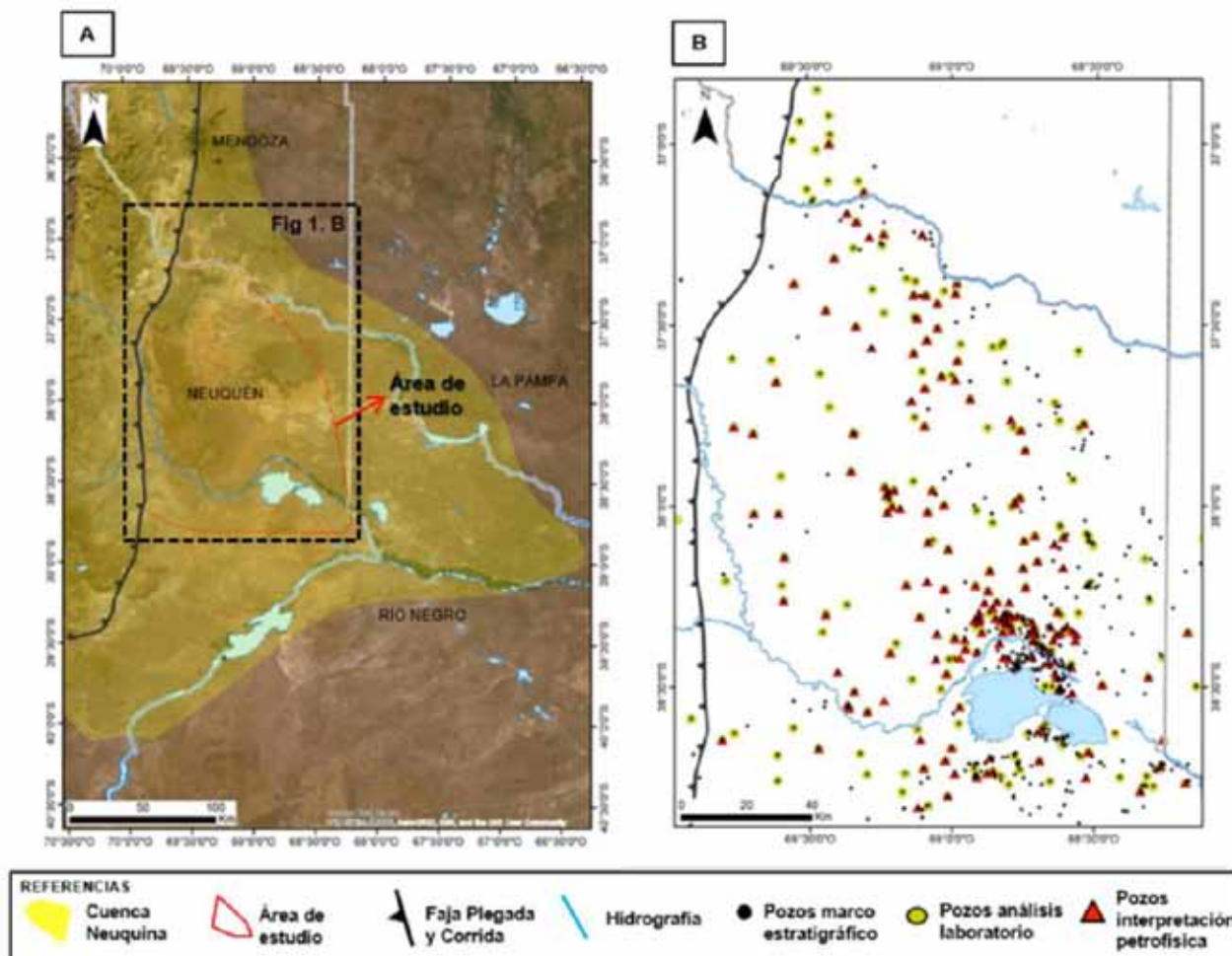


Figura 1. Mapa de ubicación, área de estudio y base de datos.

cos 3D y 2D, se consolidó la correlación de detalle de 700 pozos verticales distribuidos en la cuenca (Figura 1B). En dicha correlación se elaboró un esquema cronoestratigráfico para el intervalo Tithoniano-Valanginiano, con una nomenclatura unificada para toda la compañía, que incluye tres jerarquías diferentes.

A continuación, teniendo como base este esqueleto estratigráfico se generó la integración de propiedades de roca, fluido y perfiles eléctricos previo análisis y normalización de parámetros (Figura 2). Como resultado de esta etapa, se generaron mapas a escala de cuenca para siete niveles de la formación Vaca Muerta identificados como de mayor potencial e interés (Cocina, Orgánico superior, Orgánico medio, Orgánico inferior, Berriasiano inferior, Berriasiano superior y Segunda Cocina 1-2). Las propiedades mapeadas incluyen espesor, riqueza orgánica actual medida, madurez térmica alcanzada por la roca, propiedades del petróleo y propiedades petrofísicas (porosidad total), entre otras.

Esquema estratigráfico

La formación Vaca Muerta (Weaver, 1931; Leanza, 1973) corresponde a facies de rampa externa a cuenca de un sistema mixto silicoclástico y calcáreo con un alto grado de variabilidad vertical y lateral conocido como

Sistema Vaca Muerta-Quintuco, de edad Tithoniano inferior a Valanginiano inferior.

Si bien Mitchum y Uliana (1982, 1985, 1988) elaboraron un primer esquema estratigráfico secuencial, el interés de la formación Vaca Muerta como play no convencional, ha generado múltiples esquemas estratigráficos tanto en afloramientos como en el subsuelo (por ejemplo, Aguirre-Urreta *et al.*, 2014; Desjardins *et al.*, 2014; Domínguez *et al.*, 2014, 2016, 2017a, b; Fantín y González, 2014; Fantín *et al.*, 2014; González-Tomasini *et al.*, 2014; Kietzmann *et al.*, 2014a, b, 2015, 2016; Massaferró *et al.*, 2014; Pose *et al.*, 2014; Reijenstein *et al.*, 2014, 2015, 2017; Sagasti *et al.*, 2014; Santiago *et al.*, 2014; Vittore *et al.*, 2014; Zeller *et al.*, 2014, 2015; Guerberoff *et al.*, 2015; Legarreta y Villar, 2015; Licitra *et al.*, 2015; Domínguez y Catuneanu, 2017; Godino y Giunta, 2018, entre otros). Dichos múltiples esquemas fueron comparados e integrados de manera colaborativa y multidisciplinaria por González *et al.* (2016, 2018) en el proyecto de la "Transecta Regional de la Formación Vaca Muerta" con 13 superficies (Desjardins *et al.*, 2018) en tres transectas regionales (Sattler *et al.*, 2018).

Al existir en YPF múltiples grupos de estudio de subsuelo en diferentes ámbitos de la cuenca, resultó necesario comenzar un proceso de consolidación interna en un único esquema cronoestratigráfico, regional y de detalle, con una nomenclatura de uso común y unificación de

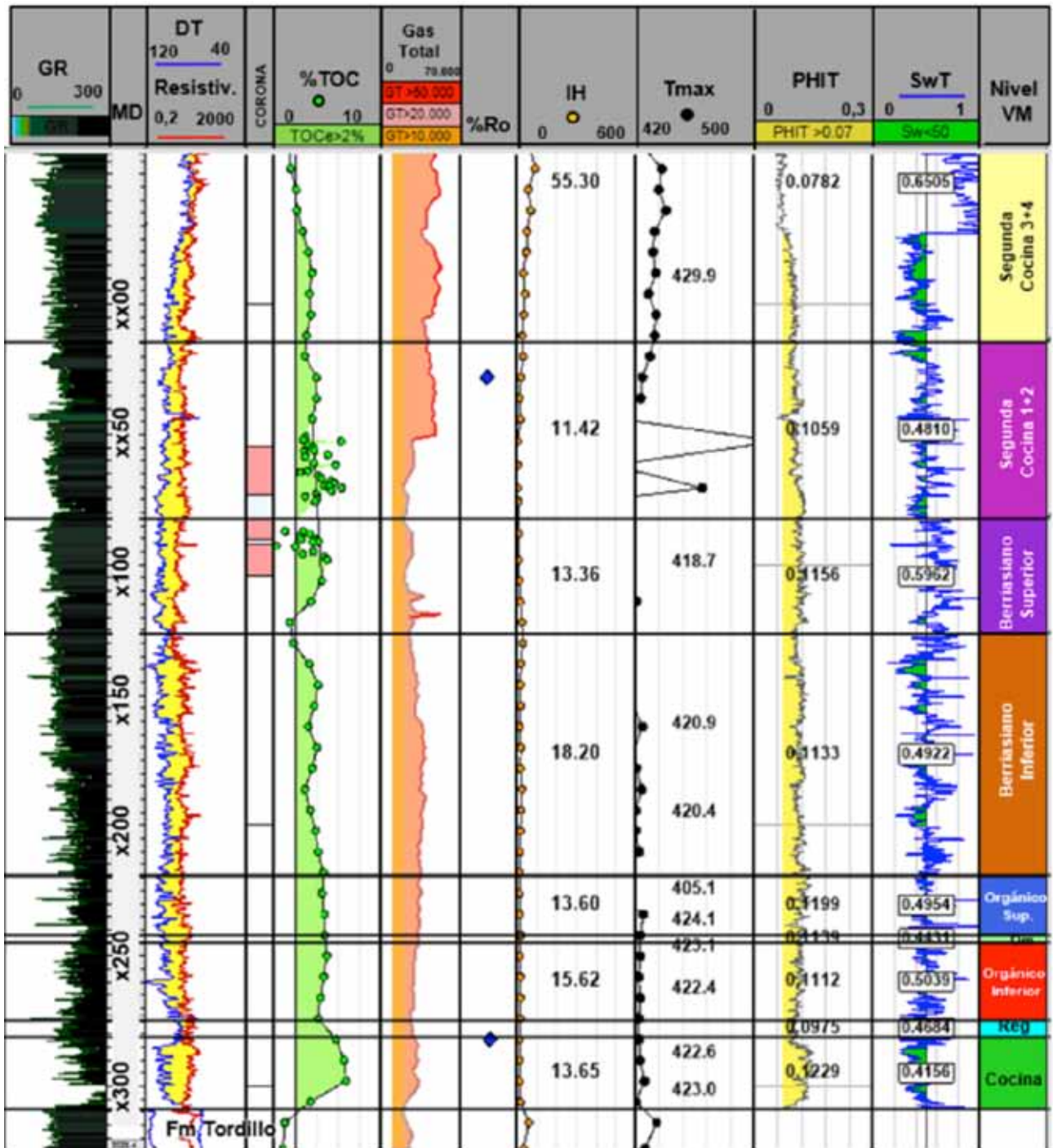


Figura 2. Composite de pozo ubicado en el ámbito central del Engolfamiento Neuquino. Se presenta únicamente la Fm. Vaca Muerta con la subdivisión de intervalos internos de acuerdo con la nomenclatura unificada de YPF. Para cada uno de ellos se calcula un promedio de las propiedades de laboratorio y eléctricas descriptas en el trabajo.

colores únicos (González Tomassini *et al.*, 2019). El objetivo de este esquema es que permita comparar propiedades y resultados en diferentes niveles de navegación en distintas zonas de la cuenca. El esquema estratigráfico resultante consta de tres niveles de jerarquías: 6 intervalos/idades en el primer nivel, 13 intervalos en el segundo nivel y 39 intervalos en la jerarquía de mayor detalle (Figura 3).

Sobre la base del esquema estratigráfico unificado, se presenta en esta contribución, el resultado de un proceso

de correlación de detalle en 700 pozos distribuidos en el área del play (Figura 1b), que logra las mayores equivalencias en posiciones de *bottomsets*. Es importante remarcar, que el proceso continúa hoy en día con el fin de lograr una correlación de detalle en una escala regional. Este proceso incluye múltiples controles de calidad a través de comparación de secciones de pozo y sísmica de múltiples intérpretes G&G, mapas isopáquicos y mapeo de quiebres de clinofomas, entre otros (Figura 4).

Para la caracterización integral a escala regional, se



Figura 3. Esquema estratigráfico que muestra los tres niveles de jerarquías. A la izquierda se ubican las superficies sísmicas regionales consolidadas en González *et al.* (2016) en el proyecto Transecta Regional de la Formación Vaca Muerta.

trabajó en el segundo nivel de jerarquía, generándose superficies (grillas de 1000 x 1000 m) en profundidad de cobertura regional y 13 mapas de espesor para diferentes unidades de jerarquía media. De los 13 niveles identificados se trabaja con los 7 intervalos de interés *shale* (Figura 5).

Riqueza orgánica

Debido a la extensa historia exploratoria de la cuenca y la campaña de captura sistemática de datos geoquímicos para evaluar cuantitativamente el potencial como objetivo *shale* de la formación Vaca Muerta que lanzó YPF en 2008, se dispone actualmente de una sólida base de datos de geoquímica de ~35.000 muestras en 900 pozos y secciones de afloramientos (Brisson *et al.*, 2020).

En este trabajo se compilieron análisis geoquímicos de laboratorio en muestras de roca (recortes de perforación, testigos laterales y coronas) de 230 pozos verticales distribuidos en el área de estudio de 20.000 km² (Figura 1b). En los casos en que los pozos hayan sido perforados con lodo base petróleo (OBM, *oil base mud*), las muestras fueron extraídas con solventes orgánicos (extracción de soxhlet), para evitar interpretaciones incorrectas producto de la contaminación.

La riqueza orgánica actual (COT) es un parámetro clave en la evaluación de un reservorio tipo *shale*. La alta riqueza orgánica en la roca generadora permite estimar el potencial de generación de hidrocarburos que tiene la roca y la presencia de porosidad orgánica. La formación Vaca Muerta es una excelente roca madre con valor máximo medido de COT de 12% y promedio de un 3,2% (Sylwan, 2014; Brisson *et al.*, 2020).

Como es característico de la formación Vaca Muerta, se destaca una disminución progresiva de la riqueza orgánica de base a techo representando la somerización del sistema (Figura 2). Los valores máximos se reconocen en el nivel inferior de la unidad (Cocina) y, a medida que se asciende en la columna y según el sector de la cuenca se irán sumando progresivamente más niveles orgánicos de menor valor de COT en la dirección del avance de las progradaciones. Hacia el noroeste del área analizada culmina la unidad con el último nivel generador denominado Segunda Cocina (Domínguez *et al.*, 2016).

Habitualmente se han confeccionado y publicado mapas regionales de COT medido promedio que representa el total de la columna de formación Vaca Muerta (Sylwan, 2014; Brisson *et al.*, 2020) en los que se observa el aumento hacia el oeste y el noroeste.

En la figura 6 se presentan siete mapas de COT actual medido promedio para cada uno de los niveles de interés de la formación Vaca Muerta.

El análisis sismoestratigráfico, mapeo de los quiebres de clinoforma para cada tiempo (Domínguez *et al.*, 2020) y el contenido de riqueza orgánica muestran una buena correspondencia (Figura 2), que evidencia que cada una de las progradaciones de formación Vaca Muerta presenta valores de riqueza orgánica que superan el 2% COT a partir del quiebre de la clinoforma y aumentan en dirección SE-NO.

La sección inferior de la unidad, nivel Cocina, contiene los valores más altos de riqueza orgánica con promedio del 2% en el borde oriental de la cuenca y del 7% COT en el centro de cuenca (Figura 6). En el área de estudio se encuentra principalmente en segmentos de *bottomsets* con espesor total entre 60 y 25 m, mientras que hacia el borde oriental los espesores superan los 50 m con TOC promedio del 3% correspondiente a segmentos de *foresets*. A medida que ascendemos en la columna

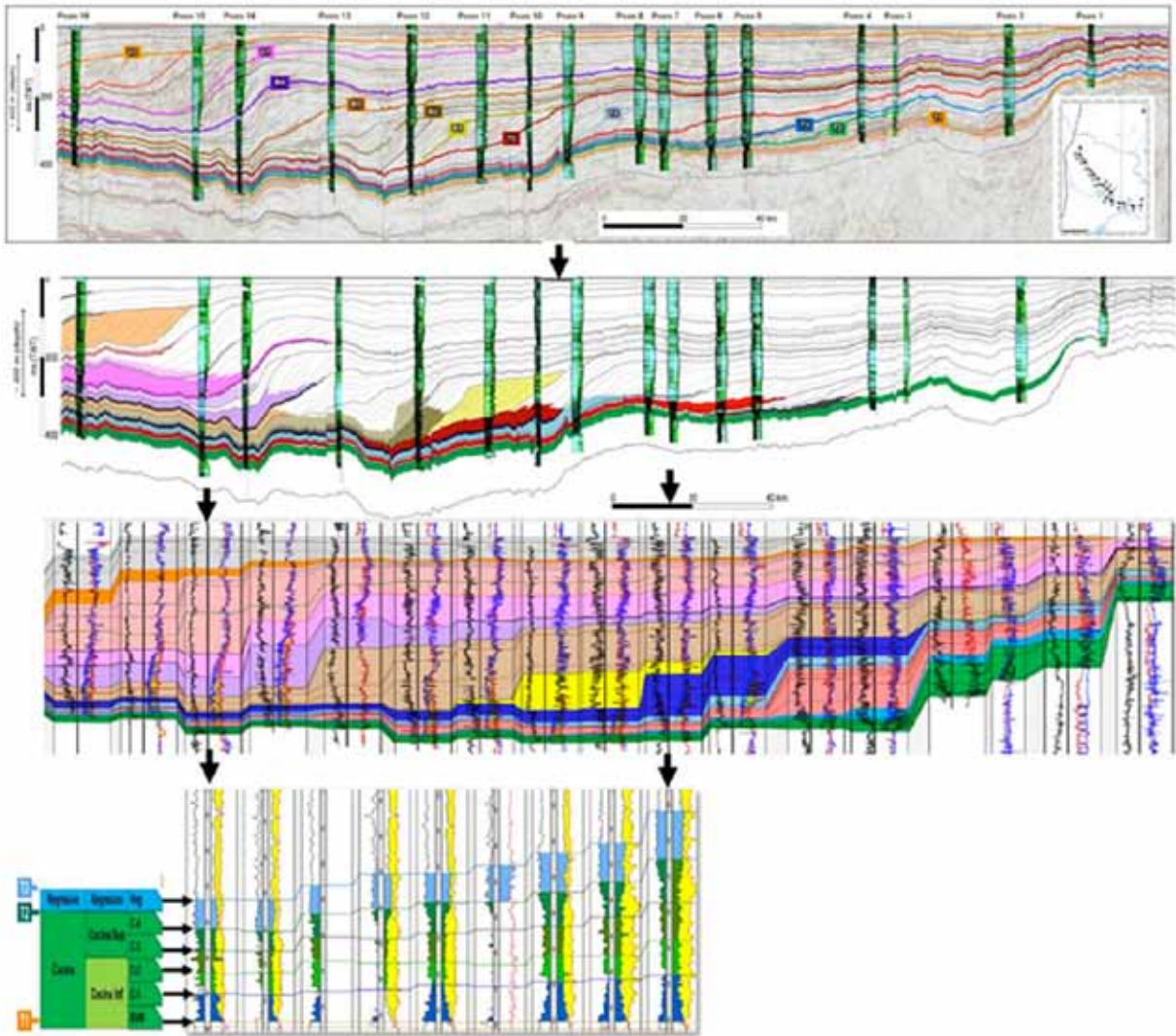


Figura 4. Esquema estratigráfico de la formación Vaca Muerta. Flujo de trabajo desde la interpretación sísmica regional a corte de pozos.

el sistema progradado en dirección SE-NO en la figura 6 se observa la variación de la riqueza orgánica en la misma dirección, donde la extensión del área de TOC menor al 2% (*topsets*) cada vez es mayor en el ámbito SE, y los valores altos se concentran en áreas más pequeñas de centro de cuenca. Como se mencionó, el nivel Segunda Cocina corresponde a la última transgresión y se encuentra restringido arealmente al extremo noroeste.

De esta integración puede observarse que los segmentos de clinoformas de *topsets* presentan rangos entre el 0% y el 2% COT, segmentos de *foresets* entre un 2% y un 3% promedio de COT asociados a niveles ricos en materia orgánica con intervalos sin material orgánico debido a su posición más somera del sistema y los intervalos de *bottomsets* entre un 2% y un 7% promedio de COT extraído.

Porosidad

La porosidad total (PHIT) y saturación de agua (SWT) son considerados parámetros claves en rocas tipo *shale*, se relacionan con la calidad de la roca e impactan fuer-

temente en la estimación de la productividad del reservorio. Una determinación precisa de PHIT a través de los registros eléctricos de pozo dependerá de la calidad e integridad del dato de entrada (Ortiz *et al.*, 2020), pero además de un buen ajuste roca-perfil. La Resonancia Magnética Nuclear (NMR) es una herramienta que resuelve con gran precisión este parámetro, especialmente en ventana de petróleo, pero su adquisición a nivel regional es escasa. La predicción de PHIT a través de técnicas de machine learning utilizando como dato de entrada variables de registros eléctricos básicos (densidad, sónico, neutrón y resistividad) permitió un análisis tanto areal como vertical en los siete niveles de interés en la formación Vaca Muerta.

En la figura 7 se muestra los mapas de PHIT para 180 pozos en el nivel Cocina, a medida que se asciende en la columna la cantidad de pozos analizados disminuye debido a reducción del área con facies orgánicas. Los valores de PHIT se presentan en un rango del 7% al 16%. Como se observa en los mapas de contenido orgánico total, los valores de PHIT aumentan hacia el noroeste en dirección al avance del sistema progradante. Esta corres-

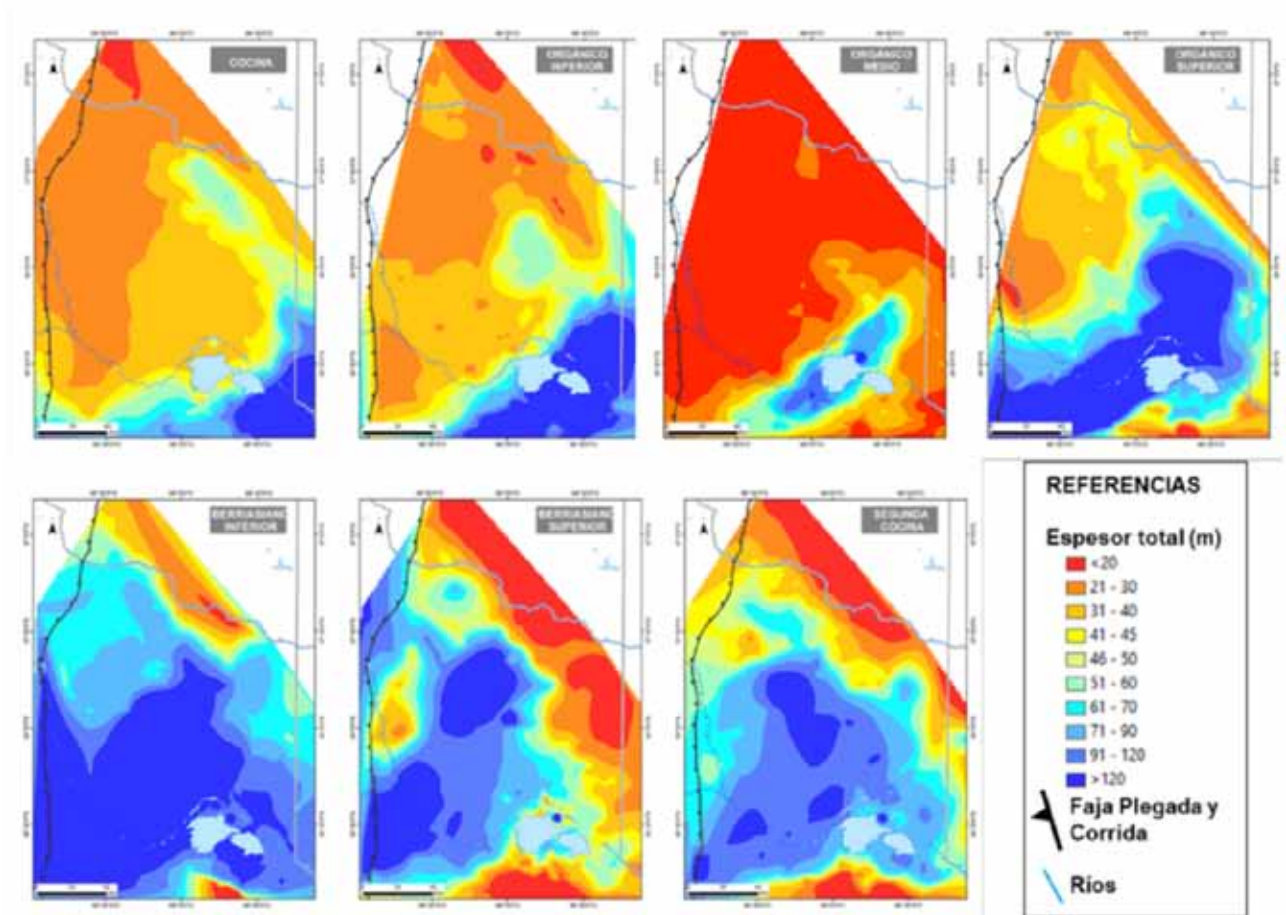


Figura 5. Mapas de espesor total de los siete niveles de interés de formación Vaca Muerta proveniente de la interpretación de 700 pozos.

pendencia entre propiedades se asocia al aumento porosidad orgánica presente en los intervalos orgánicamente más ricos.

Saturación de agua

El cálculo de SWT es siempre desafiante y existen diferentes modelos para resolver esta variable. Los modelos resistivos, a través de la ecuación de Archie, necesitan modificar sus parámetros en función de la madurez (Ortiz *et al.*, 2018) para obtener resultados precisos. A su vez, la cuantificación del volumen de agua con metodologías a partir de la dispersión dieléctrica y NMR modo T1T2, comparan muy bien al tratarse de herramientas de físicas diferentes. Tomando como base el volumen de agua adquirido por dieléctrico en más de 25 pozos de YPF, se trabajó con una ecuación que relaciona esta variable con la madurez termal (Ro), Resistividad y parámetro textural MN (combinación del exponente “m” y factor de saturación “n” de la fórmula de Archie) entre otras variables, para finalmente obtener la SWT como $SWT = \text{Volumen de agua} / \text{entre otras variables}$, para finalmente obtener la SWT como $SWT = \text{Volumen de agua} / PHIT$.

En la figura 8 se muestra mapas de saturación de agua total de los siete niveles de formación Vaca Muerta que se ha analizado en el trabajo, confeccionados a partir de la interpretación de 170 pozos. Los valores oscilan entre

el 20% y el 90%, y es notablemente más alta en niveles como Berriasiano inferior y Berriasiano superior.

Madurez térmica y tipo de fluidos

El análisis de la madurez térmica alcanzada por la formación Vaca Muerta tiene por objetivo predecir el tipo de fluido a producir en un pozo en diferentes intervalos de interés. Al inicio de la evaluación se trabajó con datos históricos proveniente de roca como recortes de perforación, coronas, testigos laterales de pozos exploratorios, debido a la ausencia o escasez de datos de fluidos producidos de niveles de Vaca Muerta. El enfoque múltiple con diferentes técnicas (temperatura máxima de pirólisis, GC-FID *Gas Chromatography —Flame Ionization Detector—* y GCMS *—Gas Chromatography Mass Spectrometry—* de extractos y petróleos e isótopos de C e H en gas) demostraron ser de gran ayuda para definir las variaciones de la madurez térmica en las áreas centrales (Brisson *et al.*, 2020). A medida que avanzó la exploración y la delineación en distintos ámbitos de la cuenca y niveles de interés, el cruce de parámetros de roca y fluidos fue ajustándose y las predicciones del tipo de fluido a partir de datos de roca se hizo más exacta.

Para lograrlo, se plantea la evaluación de diferentes parámetros geoquímicos de madurez térmica, como la reflectancia de vitrinita (%Ro), el índice de hidrógeno

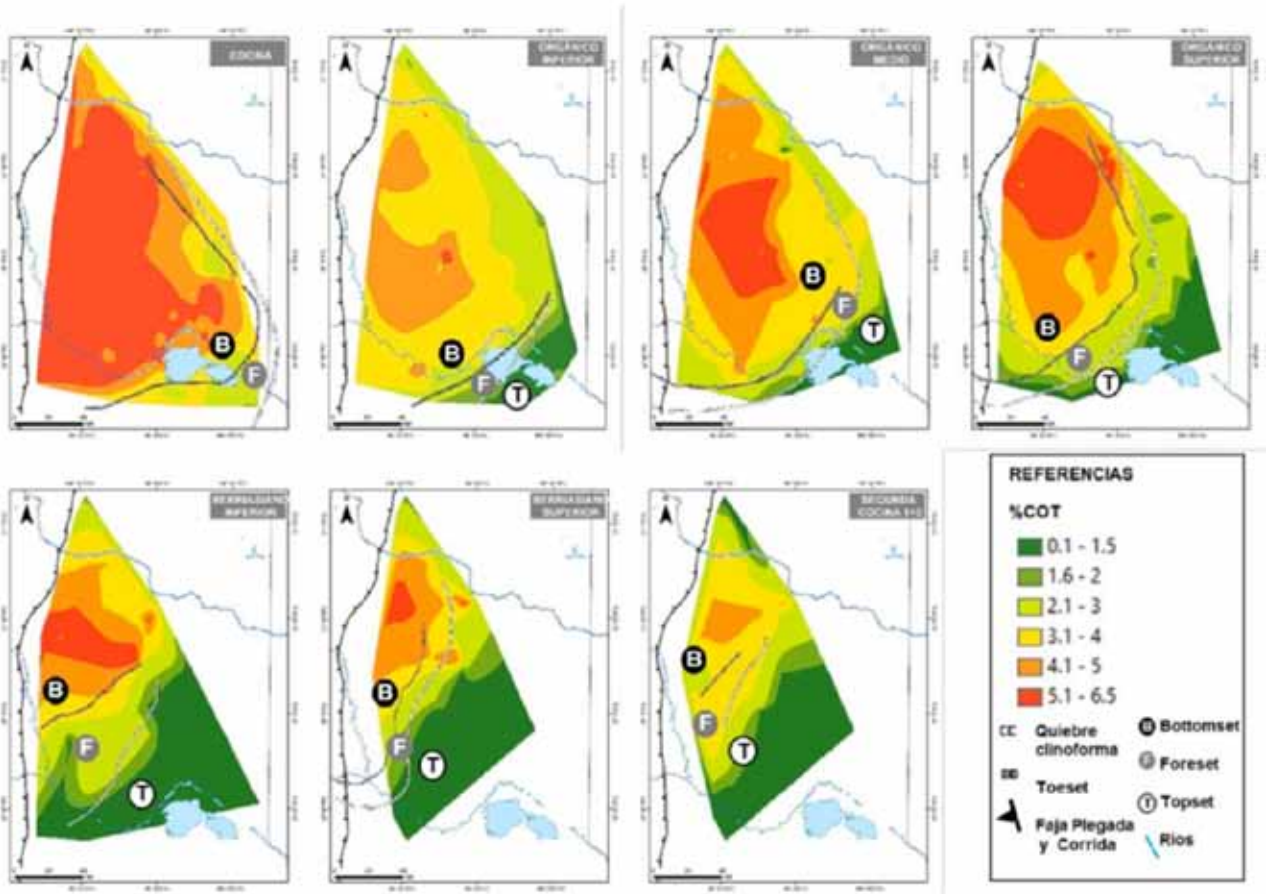


Figura 6. Mapas de riqueza orgánica (COT) para los siete niveles de interés de la formación Vaca Muerta generados a partir de mediciones de laboratorio de 230 pozos.

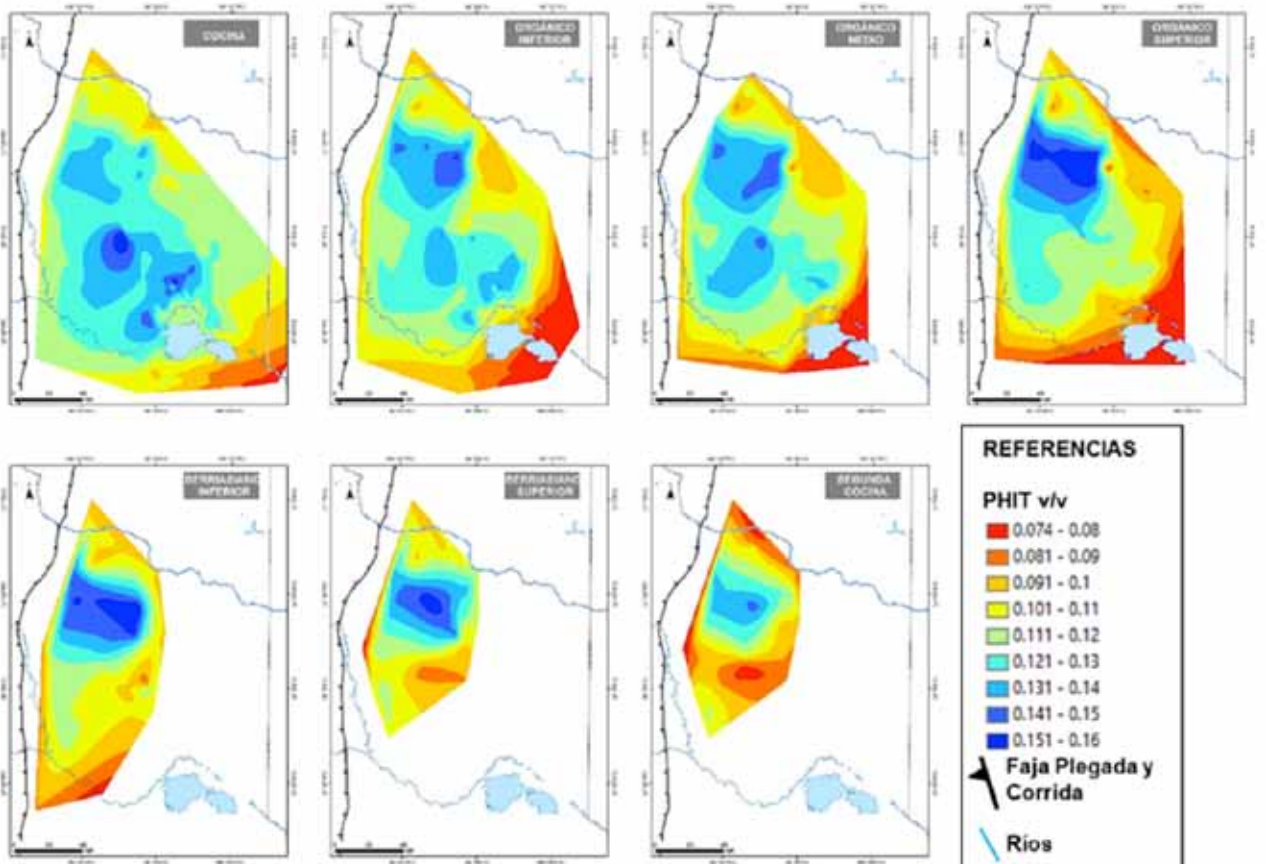


Figura 7. Mapas de porosidad total para siete niveles de interés de la formación Vaca Muerta generados a partir de la interpretación petrofísica de 180 pozos.

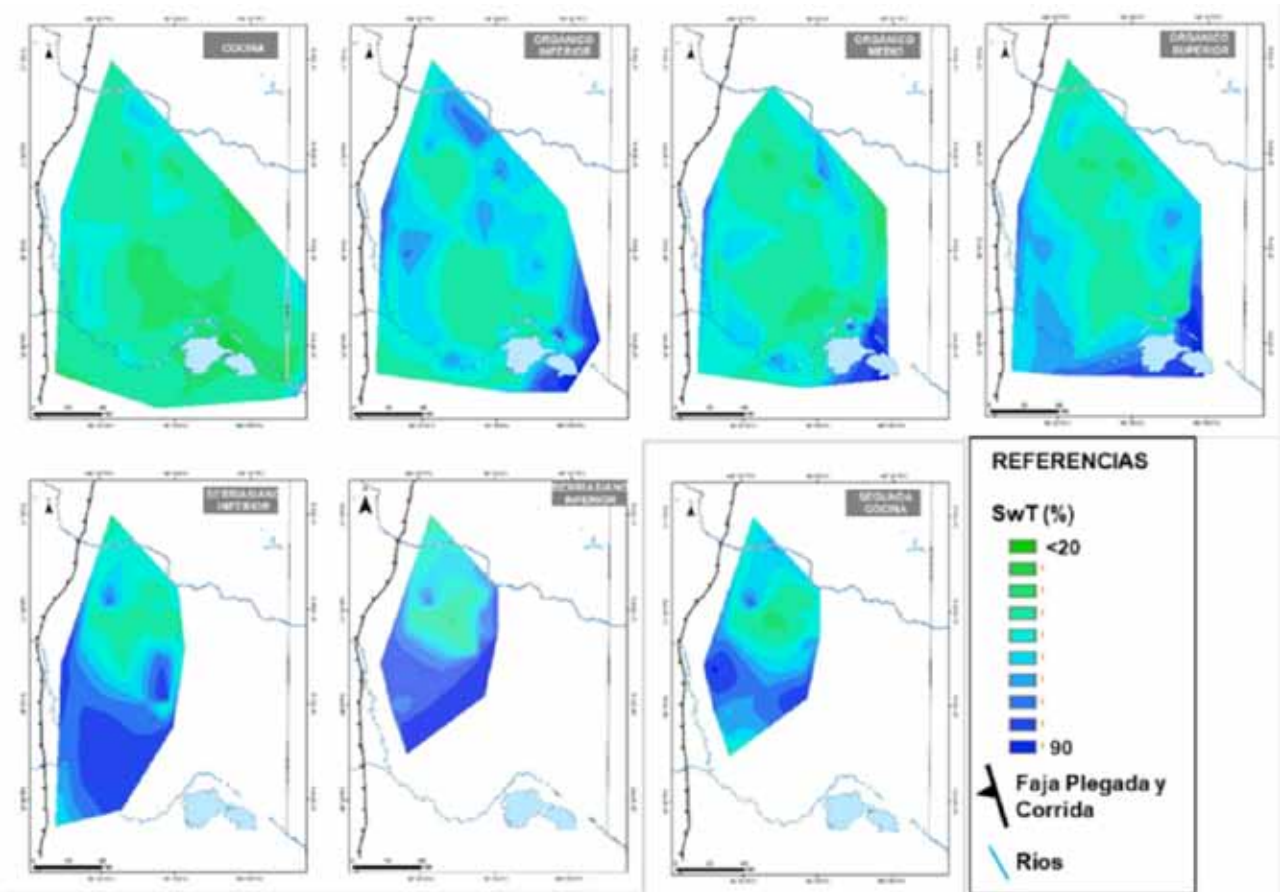


Figura 8. Mapas de saturación de agua total para siete niveles de interés de formación Vaca Muerta generados a partir de la interpretación petrofísica de 170 pozos.

(IH), la temperatura máxima de pirólisis (T_{max}), las relaciones cromatográficas de los gases de control geológico y su correlación con mediciones realizadas sobre fluidos de producción, como densidad API.

Reflectancia de la vitrinita

Debido a la contribución muy restringida de materia orgánica perteneciente a plantas superiores, las partículas de vitrinita son muy escasas en la formación Vaca

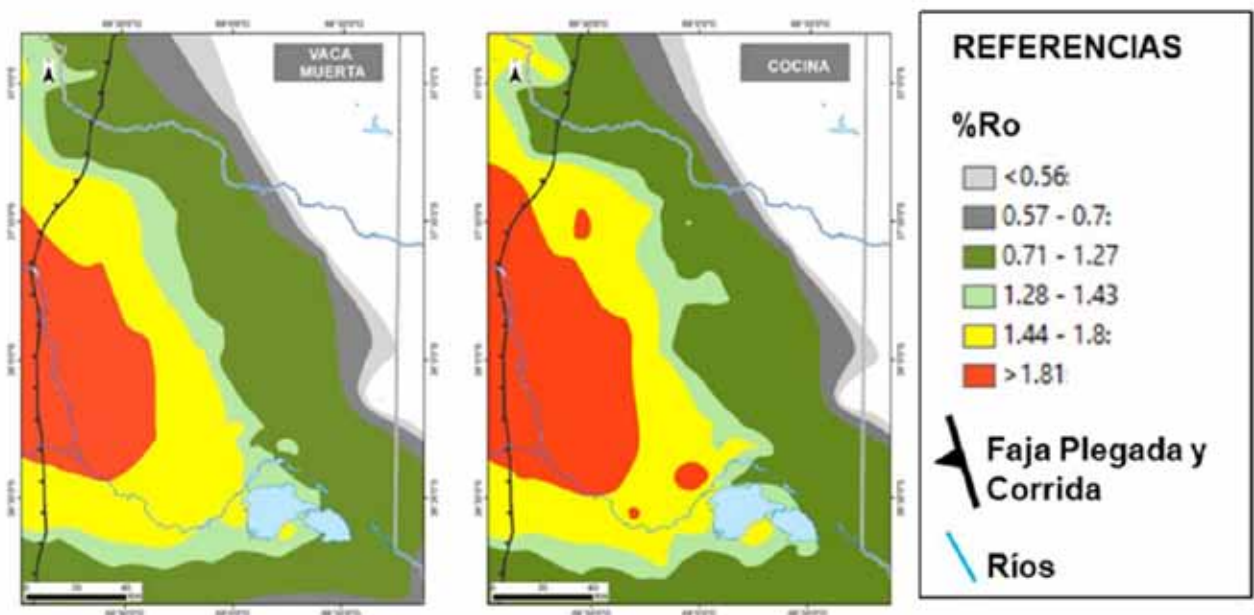


Figura 9. Mapas de madurez térmica %Ro promedio para formación Vaca Muerta y para el nivel Cocina generados a partir de mediciones de laboratorio de 225 pozos.

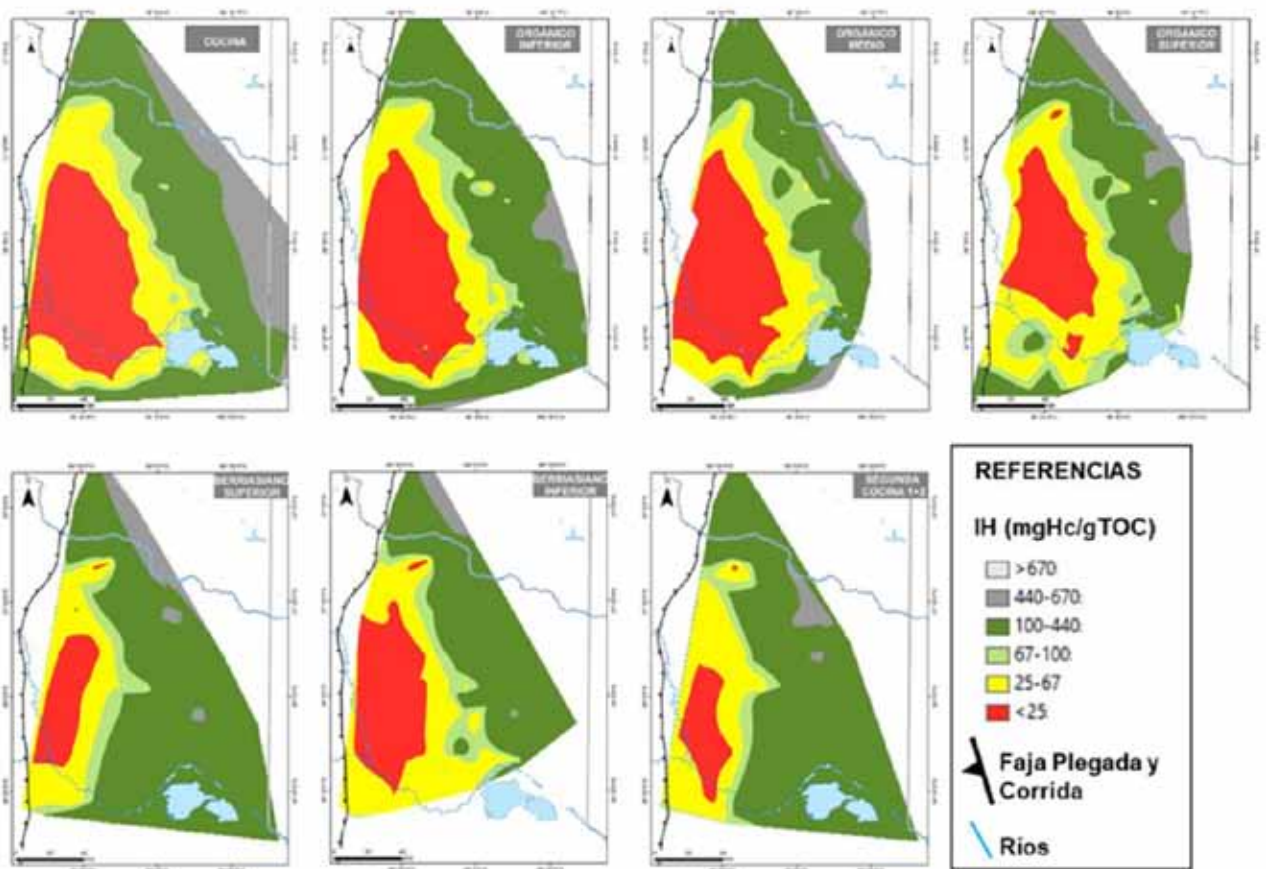


Figura 10. Mapas de Índice de Hidrógeno para los siete niveles de interés de formación Vaca Muerta generados a partir de mediciones de laboratorio de 220 pozos.

Muerta y, por lo tanto, obtener una determinación precisa de la madurez térmica por %Ro suele ser un desafío, además podría causar diferentes mediciones entre distintos laboratorios (Sylwan, 2014, Brisson *et al.*, 2020). Históricamente se ha trabajado con este parámetro para estimaciones de madurez térmica en toda la extensión areal de la cuenca y es un parámetro muy utilizado en la industria petrolera. Actualmente, contamos con más de 215 pozos distribuidos ampliamente en el área de estudio con mediciones de %Ro.

La mayoría de los pozos exploratorios realizados por YPF cuentan con un promedio de 5 mediciones de %Ro lo que permite identificar tendencias, pero no caracterizar todos los niveles de la formación Vaca Muerta. Es por ello que trabajamos con mapas de %Ro promedio para la formación y %Ro para el nivel Cocina solamente (Figura 9). Por este motivo resulta clave añadir otros parámetros provenientes de las muestras de roca para caracterizar los niveles a evaluar.

Índice de hidrógeno

El Índice de hidrógeno es un parámetro ampliamente utilizado para la estimación del tipo y calidad de la materia orgánica, pero una vez que la roca generadora está en la ventana de termogénesis es un buen indicador de madurez alcanzado y por la tanto del tipo de fluido generado. Proviene de la relación entre COT y S2 de la

pirólisis y es posible realizar perfiles precisos de variación de madurez térmica. Actualmente en la zona estudiada, en este trabajo se cuenta con 220 pozos verticales homogéneamente distribuidos (Figura 1b) y de cada uno de ellos se cuenta con numerosas muestras de IH por nivel intra-Vaca Muerta. A partir del análisis de estos datos se han podido realizar mapas de madurez térmica por nivel a escala cuenca (Figura 10), lo que permite evaluar las variaciones de madurez térmica y fluidos tanto areal como verticalmente.

Temperatura máxima de la pirólisis (T_{máx})

Los valores de pirólisis T_{máx} proporcionan una buena tendencia de madurez en la ventana de petróleo, a partir de la cual es posible derivar una correlación de madurez equivalente a partir de las mediciones de reflectancia de vitrinita más fiables (Brisson *et al.*, 2020). En los ámbitos de la cuenca donde la ventana de fluido corresponde a gas no se considera confiable como indicador de madurez térmica.

Este parámetro proveniente de la pirólisis fue adquirido en 215 pozos verticales ampliamente distribuidos con gran cantidad de mediciones en cada uno de ellos.

Debido a la limitación de este parámetro en las ventanas de gas seco y gas-condensado, no se incluirá el mapeo de este indicador para el análisis a escala regional propuesto en este trabajo.

Densidad de petróleo (°API)

Con el avance de la exploración, la delineación y el desarrollo de la formación Vaca Muerta se adquirieron análisis de fluidos de producción en diferentes ámbitos de la cuenca y niveles de la formación y se generó un mapa de densidad fluido de producción con información proveniente de más de 500 pozos verticales y horizontales (Figura 11). Aún estas mediciones se encuentran concentradas arealmente en algunos campos y ubicadas principalmente en tres niveles de la formación, es por ello que sigue siendo necesario trabajar en la predicción de fluidos producibles a partir de datos de rocas, ya que se cuenta con mayor distribución areal y vertical.

Correlación de indicadores geoquímicos en roca y fluidos de producción

A partir de la gran cantidad de pozos horizontales en producción con los que opera YPF en toda la cuenca, se ha trabajado en la correlación de parámetros geoquímicos en roca (IH, %Ro y T_{máx}) y mediciones en fluidos producidos (como densidad y GOR). De la correlación de parámetros geoquímicos medidos en roca (recortes de perforación) y densidad °API de petróleos de producción

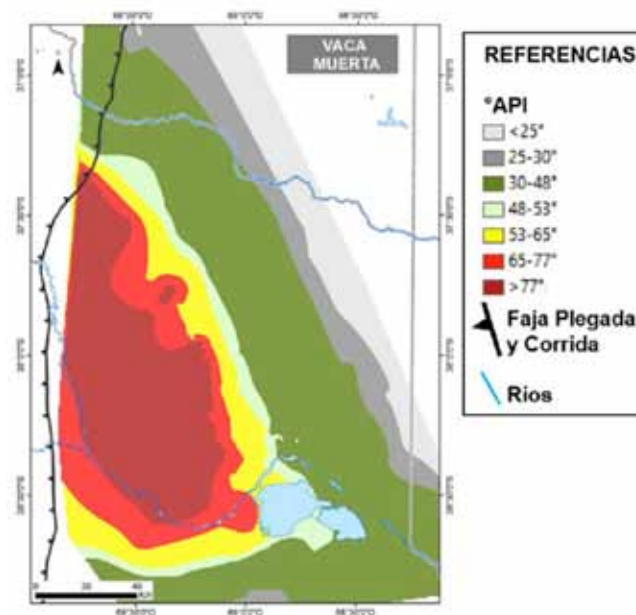


Figura 11. Mapa de densidad de fluido °API para la formación Vaca Muerta generado a partir de mediciones de laboratorio de 500 pozos.

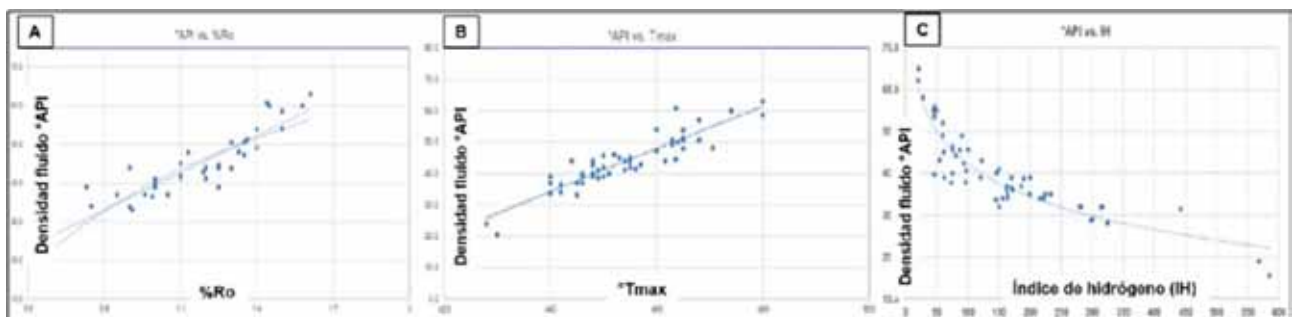


Figura 12. Crossplot entre densidad API de petróleos producidos y tres parámetros de madurez térmica proveniente de datos de roca. a) Densidad de petróleo °API versus reflectancia de vitrinita (%Ro). b) Densidad de petróleo °API versus Temperatura máxima de pirólisis (T_{máx}). c) Densidad de petróleo °API versus Índice de hidrógeno (IH). Modificado de Fasola y Bosco (2019).

en 50 pozos verticales y/u horizontales, se establecieron ecuaciones que vinculan estos indicadores (Figura 12).

Estas relaciones permiten ajustar las ventanas de fluidos producidos con su correspondiente valor en parámetro de madurez en roca. Como se presentó, los datos de %Ro e IH superan aún a los análisis de densidad del fluido, por lo que este flujo de trabajo propuesto permite predecir el tipo de fluido a producir en ámbitos donde no contamos aún con datos de producción de formación Vaca Muerta. También es posible estimar la distribución vertical de los tipos de fluido en áreas de elevado espesor de la formación Vaca Muerta.

Resultados y aplicaciones

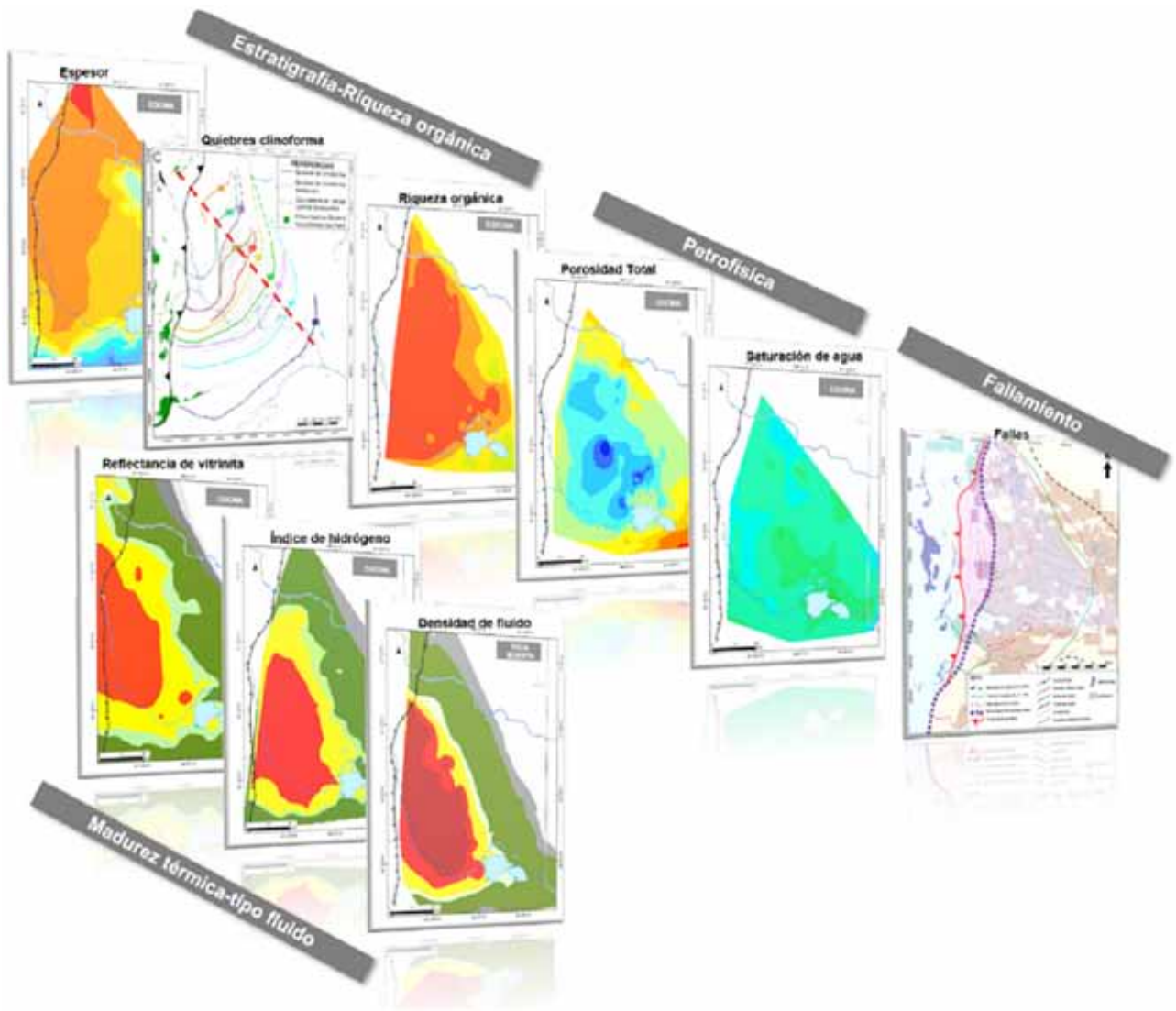
La metodología de superposición e integración de mapas permite visualizar la extensión de las áreas que cumplen con los diferentes *cut-off* de propiedades de reservorios, para la prospección de petróleos y gas-condensado *in situ* en toda la cuenca.

Una primera integración de los mapas de propiedades por intervalo permitió generar un mapa regional de cantidad de niveles que superan los *cut-off* de riqueza orgánica, madurez térmica, espesor, porosidad total, que excluye la zona de fallas a la base de la formación Vaca Muerta proveniente de Marchal *et al.* (2020) y filones (Figura 13). Esta primera integración junto con la interpretación de saturación de agua (que continúa en ajuste actualmente) y presión poral permiten identificar niveles de interés o *landing zones* en áreas marginales o exploratorias, delimitación de zonas geológicamente análogas y calcular riesgo geológico de manera rápida, precisa y consistente en diferentes ámbitos de la cuenca.

Actualmente se trabaja en la integración de interpretación geomecánica y mineralógica también a escala regional con el objetivo de completar el flujo de trabajo.

Consideraciones finales

YPF pone en valor e integra los análisis de laboratorio en roca y fluido, interpretación de perfiles y lecciones aprendidas dentro de un esquema estratigráfico con el fin de avanzar en el conocimiento del reservorio *shale* Vaca Muerta. Esta es la primera etapa de integración a escala regional que continuará con la incorporación de



variables geomecánicas, mineralogía, barreras de crecimiento de fracturas y discriminación de intrusivos por intervalo de formación Vaca Muerta.

Las aplicaciones de este trabajo se adecuarán a las características del ámbito en el que se utilice:

- Áreas marginales o exploratorias: realizar rápidas y eficientes evaluaciones del potencial exploratorio y visualización de oportunidades, como así también contar con una herramienta ágil para la toma de decisiones estratégicas.
- Área en desarrollo: unificación de criterios que sirven de base en el proceso de toma de decisiones operativas y en la identificación de potenciales niveles de navegación.

Agradecimientos

Agradecemos a YPF por permitir la publicación de este trabajo, y a los revisores Manuel Fantín y Alejandro Bande que ayudaron a mejorar su calidad.

Referencias bibliográficas

Aguirre-Urreta, B., V. V. Vennari, M. Lescano, M. Nai-pauer, A. Concheyro, y V. A. Ramos. (2014, 3-7 November). *Bioestratigrafía y geocronología de alta resolución de la Formación Vaca*

Muerta, Cuenca Neuquina, 9º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidro-carburos, Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG), Mendoza, Argentina.

Brisson, I. E., Fasola M. E., y Villar H. J. (2020). Organic geochemical patterns of the Vaca Muerta Formation. In D. Minisini, M. Fantín, I. Lanusse Noguera & H. A. Leanza (eds.). *Integrated geology of un-conventionals: The case of the Vaca Muerta play, Argentina*, AAPG Memoir 121, 297-328.


Desjardins, P., C. Achong, & L. Zhou. (2014, 3-7 november), Mudstone reservoir characterization workflows: Core calibrated electrofacies & geochemical-geomechanical cluster analyses, 9º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidro-carburos: Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG), Mendoza, Argentina, Abstracts extendidos, 197-202.

Desjardins, P., M. Fantín, F. González Tomassini, H. Reijensstein, F. Sattler, F. Domínguez, D. Kietzmann, H. Leanza, A. Bande, S. Benoit, M. Borgnia, F. Vittore, T. Simo & D. Minisini. (2018). Regional Seismic Stratigraphy. In G. González, M. D. Vallejo, D. Kietzmann, D. Marchal, P. Desjardins, F. González Tomassini, L. Gómez Rivarola, & R. F. Domínguez (eds.). *Regional Cross Section of the Vaca Muerta Formation. Integration of seismic, well logs, cores & outcrops*. Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG).

Domínguez, R. F. & O. Catuneanu. (2017b, 7-11 de agosto). Re-

- gional stratigraphic framework of the Vaca Muerta– Quintuco System in the Neuquén Embayment, Argentina: 20° Congreso Geológico Argentino, Simposio 5: Geología de la Formación Vaca Muerta, San Miguel de Tucumán, Argentina.
- Domínguez, R. F., E. Cristallini, & H. A. Leanza. (2017a, 7-11 August). Evolución tectono-sedimentaria del Sistema Vaca Muerta-Quintuco (Tithoniano a Valanginiano Inferior) en el Engolfamiento Neuquino, Argentina, 20° Congreso Geológico Argentino, Simposio 5: Geología de la Formación Vaca Muerta, San Miguel de Tucumán, Argentina.
- Domínguez, R. F., I. Lanusse Noguera, M. J. Continanzia, K. Mykietiuik, C. Ponce, G. Pérez, R. Guerello, M. Caneva & M. Di Benedetto. (2016) Organic-rich Stratigraphic units in the Vaca Muerta Formation & their distribution & characterization in the Neuquén Basin (Argentina): Unconventional Resources Technology Conference, San Antonio, Texas, 1-3 August, accessed June 3, 2019. <http://archives.datapages.com/data/urtec/2016/2456851.htm>, DOI: 10.15530/urtec-2016-2456851
- Dominguez, R. F., S. Paulin, M. J. Continanzia, A. D. Askenazi & F. N. Seoane (2014). Estratigrafía del intervalo Vaca Muerta-Quintuco en el sector central de la Cuenca Neuquina. Simposio de Recursos No Convencionales. Ampliando el Horizonte Energético. IX° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, 231-250.
- Domínguez, R. F., O. Catuneanu, H. M. Reijenstein, R. Notta & H. W. Posamentier (2020). Sequence stratigraphy & the three-dimensional distribution of organic-rich units. In D. Minisini, M. Fantín, I. Lanusse Noguera & H. A. Leanza. (eds.). Integrated geology of unconventional: The case of the Vaca Muerta play, Argentina: AAPG Memoir 121, 163-200.
- Fantín, M. A., y R. I. González (2014, 3-7 de noviembre). Primeros pasos en la evaluación de la Formación Vaca Muerta como reservorio no convencional en el Bloque El Trapial, 9° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos: Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG), Simposio de Recursos No Convencionales, Ampliando el Horizonte Energético, Mendoza, Argentina, 631-652.
- Fantín, M., L. Crousse, S. Cuervo, D. Vallejo, F. González Tomassini, H. Reijenstein & C. Lipinski. (2014). Vaca Muerta stratigraphy in central Neuquén Basin: Impact on emergent unconventional project: Unconventional Resources Technology Conference, accessed June 3, 2019.
- Fasola, M. y Bosco, S. (2019). Ventana de hidrocarburos y su correlación con parámetros de madurez en roca. Reporte interno YPF.
- Godino, G. y Giunta, D. (2018, 3-7 noviembre). Esquema estratigráfico secuencial a partir de la integración de cuttings, perfiles y sísmica. Fms. Quintuco y Vaca Muerta, Cuenca Neuquina. 10° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG), Simposio de Recursos No Convencionales, Ampliando el Horizonte Energético, Mendoza, Argentina, 113-137.
- González G., M. D. Vallejo, D. Kietzmann, D. Marchal, P. Desjardins, F. González Tomassini, L. Gómez Rivarola & R. F. Domínguez, eds., 2016, Transecta Regional de la Formación Vaca Muerta. Integración de sísmica, registros de pozos, coronas y afloramientos. Publicación especial del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG), Buenos Aires, Argentina, p. 252.
- González G., M. D. Vallejo, D. Kietzmann, D. Marchal, P. Desjardins, F. González Tomassini, L. Gómez Rivarola & R. F. Domínguez (eds.). (2018) Regional Cross Section of the Vaca Muerta Formation. Integration of seismic, well logs, cores & outcrops. Special Publication of Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG), Buenos Aires, Argentina, 244.
- González Tomassini, F., Bernard, F y Dominguez, F. (2019). Propuesta Nueva nomenclatura YPF para Vaca Muerta. Reporte interno YPF.
- González-Tomassini, F., D. A. Kietzmann, M. A. Fantín, L. C. Crousse, & H. M. Reijenstein. (2014, 3-7 de noviembre). Estratigrafía y análisis de facies de la Formación Vaca Muerta en el área de El Trapial, Cuenca Neuquina, Argentina, 9° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos: Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG), Simposio de Recursos No Convencionales. Ampliando el Horizonte Energético, Mendoza, Argentina, 587-611.
- Guerberoff, D., A. Roseblat, J. P. Catalano, & J. Soldo. (2015). A sequences characterization work-flow in a core exploration area, Vaca Muerta System, Neuquina Basin, Argentina: SEG 85th Annual Meeting, New Orleans. DOI: 10.1190/segam2015-5864917.1 July, DOI: 10.15530/URTEC-2018-2901804.
- Ortiz, A. C. L. Crousse, C. Bernhardt, D. Vallejo & Laurent Mosse. (2020). Reservoir properties: Mineralogy, porosity and fluid types. In D. Minisini, M. Fantín, I. Lanusse Noguera & Héctor Leanza (eds.). Integrated geology of unconventional: The case of the Vaca Muerta play, Argentina: AAPG Memoir 121, 329-350.
- Kietzmann, D. A., A. L. Ambrosio, J. Suriano, S. Alonso, F. González Tomassini, G. Depine & D. Repol. (2016). The Vaca Muerta-Quintuco System (Tithonian-Valanginian). In the Neuquén Basin, Argentina: A view from the outcrops in the Chos Malal fold and thrust belt: AAPG Bulletin, 100 (5), 743-771.
- Kietzmann, D. A., A. L. Ambrosio, J. Suriano, S. Alonso, F. González Tomassini, G. Depine & D. Repol. & D. Repol (2014a, 3-7 November). Análisis sedimentológico y estratigráfico secuencial de las Formaciones Vaca Muerta y Quintuco en el área de Chos Malal, Cuenca Neuquina, 9° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG), Trabajos Técnicos, Tomo II, Mendoza, Argentina, 269-288.
- Kietzmann, D. A., R. M. Palma, A. C. Riccardi, J. Martín-Chivilet & J. López-Gómez. (2014b). Sedimentology and sequence stratigraphy of a Tithonian-Valanginian carbonate ramp (Vaca Muerta Formation): A misunderstood exceptional source rock in the Southern Mendoza area of the Neuquén Basin, Argentina, *Sedimentary Geology*, 302, 64-86.
- Kietzmann, D. A., R. M. Palma & M. P. Iglesia Llanos. (2015). Cyclostratigraphy of an orbitally driven Tithonian-Valanginian carbonate ramp succession, Southern Mendoza, Argentina: Implications for the Jurassic-Cretaceous boundary in the Neuquén Basin, *Sedimentary Geology*, 315, 29-46.
- Leanza, H. A. (1973). Estudio sobre los cambios faciales de los estratos limítrofes Jurásico-Cretácicos entre Loncopué y Picún Leufú, provincia del Neuquén, República Argentina: Revista de la Asociación Geológica Argentina, 28(2), 97-132.
- Legarreta, L. & H. J. Villar. (2015, 20-22 July). The Vaca Muerta Formation (Late Jurassic-Early Cretaceous), Neuquén Basin, Argentina: Sequences, facies and source rock characteristics: Unconventional Resources Technology Conference,

- San Antonio, Texas, accessed June 4, 2019. https://www.geolabsur.com/Biblioteca/Legar-reta_Villar_2015_VM-Urtec.pdf
- Licitra, D., E. Lovrinčević, F. Vittore, J. Quiroga, P. Oviedo, V. Montoya, C. Shannon & L. Monti. (2015, 20-22 July). Sweet spots in Vaca Muerta: Integration of subsurface & production data in Loma Campana *shale* development, Argentina. Unconventional Resources Technology Conference, San Antonio, Texas, URTEC 2153944-MS, 1953-1970.
- Massaferro, J. L., M. Zeller, D. L. Giunta, G. Sagasti & G. Eberli. (2014, 3-7 de noviembre). Evolución del sistema mixto tithoniano-valanginiense (formaciones Vaca Muerta, Quintuco y equivalentes) a partir de estudios de afloramientos y subsuelo, centro-sur de la Cuenca Neuquina- 9° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG), Simposio de Recursos No Convencionales, Ampliando el Horizonte Energético, Mendoza, Argentina, 251-274.
- Mitchum, R. M. & M. A. Uliana. (1982). Estratigrafía sísmica de las formaciones Loma Montosa, Quintuco y Vaca Muerta, Jurásico Superior de la Formación Vaca Muerta, San Miguel de Tucumán, Argentina, 122-129.
- Mitchum, R. M. & M. A. Uliana. (1985). Seismic stratigraphy of carbonate depositional sequences, Upper Jurassic-Lower Cretaceous, Neuquén Basin, Argentina. In B. R. Bero & D. G. Woover-ton (eds.). *Seismic stratigraphy II: An integrated approach to hydrocarbon exploration: AAPG Memoir 39*, 255-274.
- Mitchum, R. M. & M. A. Uliana (1988). Regional seismic analysis of Upper Jurassic-Lower Cretaceous carbonate depositional sequences, Neuquén Basin, Argentina. In A. W. Bally. (ed.). *Atlas of seismic stratigraphy: AAPG Memoir 27*, 206-211.
- Ortiz, A., C. Bernhardt, F. González-Tomassini, S. Cumella, P. Saldungaray & L. Mosse. (2018). Causes of resistivity reversal in the Vaca Muerta Formation, Argentina: Unconventional Resources Technology Conference, Houston, Texas.
- Ottman, J., Bohacs, K., 2014. Conventional reservoirs hold keys to the unconventional. *AAPG Explorer* 35(2), 26.
- Passey, Q.; Bohacs, K.; Esch, W.; Klimentidis, R. & Sinha, S. (2010, 8-10 de Junio). From oil-Prone Source Rock to Gas-Producing *Shale* Reservoir – Geologic & Petrophysical Characterization of Unconventional *shale*-gas Reservoirs. SPE 131350. CPS/ SPE International Oil & Gas Conference & Exhibition, Beijing, China.
- Pose, F., A. Gangui & S. Galeazzi. (2014, 7 November). Estratigrafía secuencial del sistema Quintuco-Vaca Muerta en el Engolfamiento neuquino, Cuenca Neuquina, Argentina, 9° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG), Simposio de Recursos No Convencionales, Ampliando el Horizonte Energético, Mendoza, Argentina, 3, 211-229.
- Reijenstein, H. M., C. Lipinski, M. Fantín, S. Cuervo, D. Vallejo, L. Crousse, F. González Tomassini & D. Kietzmann, (2015 20-22 July). Where is the Vaca Muerta sweet spot? The importance of regional facies trends, thickness, & maturity in generating play concepts: Unconventional Resources Technology Conference, San Antonio, Texas, 798-804
- Reijenstein, H. M., H. W. Posamentier, M. Fantín, F. González Tomassini, & C. Lipinski, 2014, Vaca Muerta seismic stratigraphy & geomorphology: Regional architectural trends for unconventional exploration: 9° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG), Mendoza, Argentina, 3-7 November, Abstracts Extendidos, p. 211-220.
- Reijenstein, H. M., R. F. Domínguez, A. Bande, M. D. Vallejo, R. Notta, D. Guerberoff, I. Lanusse. (2017). Transecta sísmica regional del Sistema Vaca Muerta-Quintuco: interpretación de facies sísmicas basadas en impedancia acústica y litofacies dominantes, Argentina: 20° Congreso Geológico Argentino.
- Sagasti, G., A. Ortiz, M. Foster, D. Hryb, A. Ortiz & V. Lazzari. (2014, 25-27 August) Understanding geological heterogeneity to customize field development: An example from the Vaca Muerta unconventional play, Argentina, Unconventional Resources Technology Conference, Denver, Colorado, accessed June 4, 2019. <http://archives.datapages.com/data/urtec/2014/1923357.html>, DOI: 10.15530/urtec-2014-1923357
- Santiago, M., R. S. Rauzi, G. A. Laffitte & O. Alvarado (2014, 3-7 November). La Formación Vaca Muerta como objetivo exploratorio no convencional en la subcuenca de Picún Leufú, Neuquén, Argentina: Simposio de Recursos No Convencionales, Ampliando el Horizonte Energético, 9° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG), Mendoza, Argentina, 275-310.
- Sattler, F., R. F. Domínguez, M. Fantín, P. Desjardins, H. Reijenstein, A. Bande, A. Liberman, O. Nielsen, M. Santiago & D. Marchal. (2018). Enclosure 1 and 2. In G. González, M. D. Vallejo, D. Kietzmann, D. Marchal, P. Desjardins, F. González Tomassini, L. Gómez Rivarola & R. F. Domínguez, (eds.). *Regional Cross Section of the Vaca Muerta Formation. Integration of seismic, well logs, cores and outcrops*. Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG), Buenos Aires, 244.
- Slatt, R. (2011). Important Geological Properties of Unconventional Resource *Shales*. *Central European Journal of Geosciences*, 3(4). 435-448.
- Sylwan, C. (2014). Source rock properties of Vaca Muerta Formation, Neuquina Basin, Argentina. In S. Galeazzi (eds.). *Simposio de Recursos no Convencionales, 9° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos*, Mendoza, Argentina, 365-386.
- Vittore, F., D. Licitra, J. Quiroga, A. Rosemblat & E. Lovrinčević. (2014, 3-7 November). Caracterización Estructural, Estratigráfica y Sedimentológica de la Fm. Vaca Muerta en el Yacimiento Loma Campana, Cuenca Neuquina, Argentina, 9° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG), Mendoza, Argentina, 653-672.
- Weaver, C. E. (1931). Paleontology of the Jurassic and Cretaceous of West Central Argentina: Seattle, University of Washington, *Memoir* 1, 469.
- Zeller, M., G. P. Eberli, R. J. Weger, D. L. Giunta & J. L. Massaferro. (2014, 3-7 November) Seismic expressions of the Quintuco-Vaca Muerta system based on outcrop facies and geometry, 9° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG), Mendoza, Argentina, Actas 2, p. 209-224.
- Zeller, M., K. Verwer, G. P. Eberli, J. L. Massaferro, E. Schwarz & L. Spalletti. (2015). Depositional controls on mixed carbonate-siliciclastic cycles and sequences on gently inclined shelf profiles, *Sedimentology*, 62, 2009-2037. DOI: 10.1111/sed.12215



Caracterización morfológica y estructural de una megaestructura de tipo MTD (*mass-transport deposits*) de escala sísmica en el sistema Vaca Muerta - Quintuco, cuenca Neuquina

Por **Denis Marchal, Federico Sattler, Claudio Naidés, Teresa De Barrio, Marcelo Menchi y Walter Romera (Pampa Energía) y Joaquín Moreno (Pampa Energía - Consultor)**

Trabajo seleccionado del tema de Geología estructural del 11° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos del IAPG.



La caracterización de los diferentes tipos de estructura, así como la estimación de la intensidad de la deformación asociada, permiten dibujar un mapa de riesgo operativo asociado a la MTD para el proyecto de perforación que tiene como objetivo la sección basal del *shale* de Vaca Muerta.

Introducción

Mass-transport deposits (MTD): definiciones y características

Un depósito de transporte masivo (MTD, por sus siglas en inglés) es una estructura sinsedimentaria caracterizada por un conjunto variado de estructuras (fallas normales, transcurrentes e inversas, pliegues) organiza-

do espacialmente (dominios distensivo, traslacional y compresivo) y limitado verticalmente (afecta un conjunto específico de capas independientemente del contexto tectónico, sin impactar las capas supra e infrayacentes) (Galloway y Hobday, 1996; Moscardelli y Wood, 2008; Bull *et al.*, 2009; Alsop y Marco, 2012; Benevenuti *et al.*, 2012; Ogata *et al.*, 2014; Kneller *et al.*, 2016; Le Goff *et al.*, 2020; Shuxin Pan *et al.*, 2020) (Figura 1). En el dominio compresivo, se habla de pliegues tipo *slump* cuando las estructuras presentan un estilo más dúctil (Farrell y Eaton, 1988; Strachan y Alsop, 2006; Alsop *et al.*, 2017; Bhatnagar *et al.*, 2019) y de estructuras tipo *thrust* o *pop-up block* cuando la deformación se manifiesta de manera más frágil (Moscardelli *et al.*, 2006; Benevenuti *et al.*, 2012; Armandita *et al.*, 2015; Nugraha *et al.*, 2020).

Un MTD se genera por inestabilidad gravitacional que se caracteriza por el deslizamiento de una masa coherente de sedimentos poco consolidados a lo largo de una pendiente (por ejemplo, Galloway y Hobday, 1996; Ogata *et al.*, 2020b). Los mecanismos (*triggers*) que generan la inestabilidad son variados: endógenos (carga sedimentaria, tormenta, etc.) o exógenos (terremotos, impacto de meteoritos, etc.) (Martín Chilver *et al.*, 2011; Owen *et al.*, 2011; Alsop y Marco, 2012; Alsop *et al.*, 2016). La geometría de los MTD puede variar sustancialmente en relación con muchos parámetros como la configuración tectónica de la cuenca, la pendiente, la presencia de irregularidades en el nivel de cizallamiento basal, los límites laterales, la reología de los sedimentos, etc. (por ejemplo, Moscardelli y Wood, 2008; Le Friant *et al.*, 2020; Ogata *et al.*, 2020a; Alves y Gamboa, 2020). Sin embargo, varios análisis morfométricos de los MTD muestran correlaciones interesantes entre parámetros, como longitud, área, volumen, etc. (Moscardelli y Wood, 2015; Gamboa *et al.*, 2020; Puga-Bernabéu *et al.*, 2020). Las estructuras pueden ser generadas por un único evento o por un apilamiento de varios eventos, donde el último puede incluir elementos de estructuras (*slumps*) subyacentes (o primario) (por ejemplo, Minisini y Trincardi, 2009; Gamboa *et al.*, 2010; Alsop y Marco, 2012; Armandita *et al.*, 2015; Gamboa *et al.*, 2020).

MTDs y *slumps* en la formación Vaca Muerta

Las deformaciones de sedimentos poco consolidados (*Soft-Sediment Deformation* o SSD por su sigla en inglés) de edad Tithoniana temprana a Cretácica temprana son relativamente frecuentes dentro de la formación Vaca Muerta (Figura 2), como las estructuras compresivas asociadas a deslizamientos gravitacionales (*slumps*) o las estructuras de licuefacción o de escape de agua (principalmente observadas en afloramientos, debido a sus tamaños métricos).

Las estructuras de tipo *slump* son generalmente más grandes, tanto arealmente como en el espesor de sedimentos afectados, en la parte noreste de la cuenca, donde el buzamiento de las capas suele ser más importante, principalmente en la zona de talud de las clinoforras que caracterizan el sistema Vaca Muerta-Quintuco (Reijnenstein *et al.*, 2020). Se observan, por ejemplo, en las zonas de los bloques Pampa La Yegua II - Sierra Chata (Arregui, 2014; Pose *et al.*, 2014; Marchal *et al.*, 2016) y

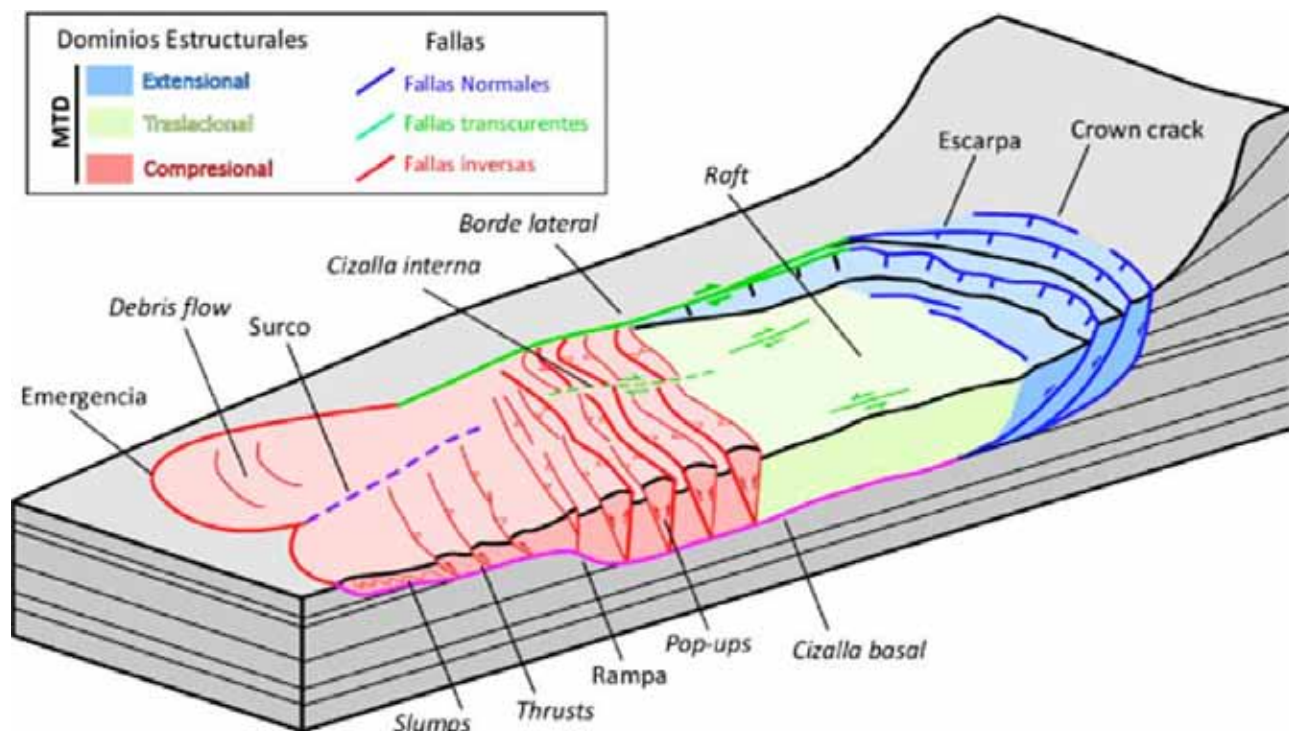


Figura 1. Esquema conceptual de un *mass-transport deposits* (MTD) que muestra los tres dominios estructurales (adaptado de Benvenuti *et al.*, 2012 y Cardona *et al.*, 2019).

de Aguada Pichana (Ganguy y Grausem, 2014) o de Los Toldos I Sur (Figura 2) donde las clinofórmulas presentan un talud con pendientes de la más pronunciadas de la cuenca (González *et al.*, 2016). Sin embargo, este tipo de estructuras también son descritas en el sector este de la cuenca donde el sistema de clinofórmula presenta ángulos más bajos (Figura 2), como en la zona de los bloques de Loma Campana-Cruz de Lorena (Notta *et al.*, 2017; Reijenstein *et al.*, 2017). Los *slumps* ocurren a diferentes niveles de la formación Vaca Muerta: justo arriba del marcador sismoestratigráfico T3 (*sensu* Desjardins *et al.*, 2016) en el este de la cuenca (Notta *et al.*, 2017; Reijenstein *et al.*, 2017), al nivel del B2 en el centro (Arregui, 2014) y entre el B2 y B3 más al norte (Marchal *et al.*, 2016).

Estructuras de tipo *slump*, de escala centimétrica a decamétrica, fueron identificadas dentro la formación Vaca Muerta en afloramientos desde el sur (Sierra de la Vaca Muerta) hasta el norte (Zona de Malargüe) de la cuenca Neuquina (Figura 2) (Leanza *et al.*, 2003; Spalletti *et al.*, 2008; Martín Chilevet *et al.*, 2011; Kietzmann y Vennari, 2013; Reijenstein *et al.*, 2017). Estas estructuras aparecen en varios niveles, desde la base hasta el tope de la formación (Figura 3).

El área Sierra Chata se encuentra en el flanco oriental del Dorso de los Chihuidos, en la zona occidental de la cuenca Neuquina (Figura 2). Esta se ubica 130 km lineales al noroeste de la ciudad de Neuquén y abarca una superficie de 864 km². En este sector de la cuenca, la formación Vaca Muerta, en ventana de gas seco y fuertemente sobrepresionada, se encuentra en facies de talud y cuenca profunda. Presenta un espesor de más de 600 m y está constituida por margas y pelitas con alto conte-

nido orgánico. En este bloque, el sistema Vaca Muerta-Quintuco presenta muy poca deformación tectónica a escala sísmica.

De todas las estructuras asociadas a SSD identificadas en la cuenca para la formación Vaca Muerta (Figura 2), la única que se puede definir como un MTD, debido al tamaño de la megaestructura y el reconocimiento de los diferentes dominios estructurales que la componen, está ubicada en el sector del área de Sierra Chata. Esta estructura fue originalmente descrita por Arregui (2014). El objetivo de este trabajo es presentar una caracterización estructural detallada basada en la interpretación de registro sísmico 3D reprocesado en 2019 y datos de los pozos perforados en el bloque que atravesaron esta sección. A partir de esta caracterización se elaboró un mapa de riesgos operacionales asociados a esta estructura.

Datos y metodología

Los datos disponibles a la fecha en el Bloque Sierra Chata para la caracterización de la formación Vaca Muerta consisten en sísmica 3D en el sector Este, sísmica 2D en el sector Oeste y recortes de perforación y perfiles eléctricos en tres pozos. Adicionalmente se cuenta con una corona de 10,28 m (de un programa original de 72 m, interrumpido por importantes problemas de acuñamiento). El análisis de esta consta de descripción de facies, microtectónica, petrografía, diagénesis, porosidad, mineralogía, calcimetría, perfil de GR espectral, Difractometría de Rayos X (DRX), Microscopía Electrónica de Barrido (MEB) y Tomografía Computada (CTscan) (Blanco Ibáñez y De Barrio, 2014).

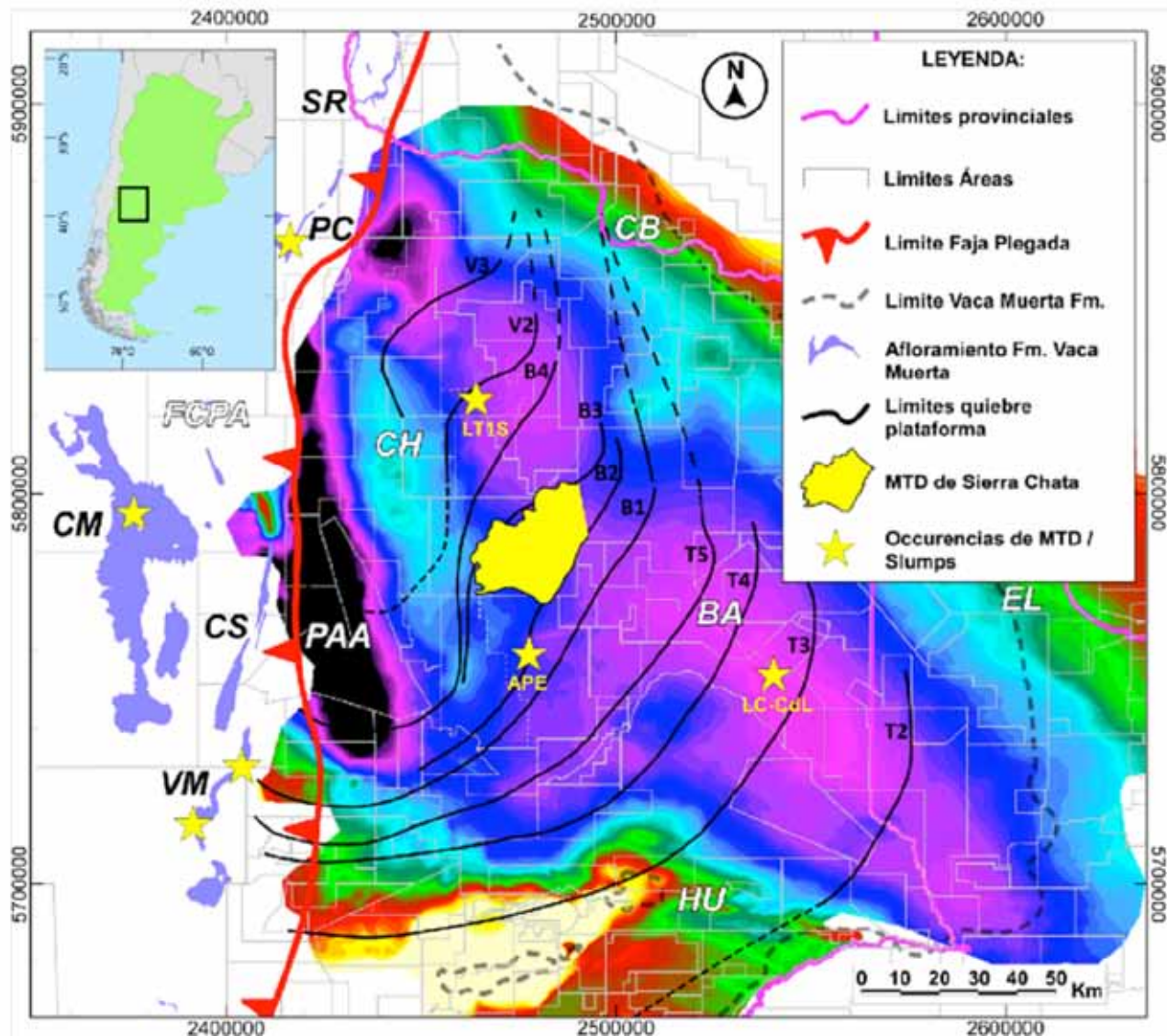


Figura 2. Mapa de ubicación de la megaestructura tipo *mass-transport deposits* (MTD) de Sierra Chata. Recuadro incrustado: posición de la cuenca Neuquina en Argentina. Estrellas amarillas: ocurrencias de MTD o slumps en sísmica (SCH, AP, LC-CdL), pozos (SCH, LT1S, LC-CdL) y afloramientos (VM, CM, PC). Límites de diseños de plataforma según Dominguez *et al.* (2017). Slumps en datos de subsuelo: AP: Aguada Pichana, LC-CdL: Loma Campana-Cruz de Lorena, SCH: Sierra Chata, LT1S: Los Toldos I Sur. Macroelementos estructurales: FCPA - Faja Corrida y plegada del Agrio; BA - Bajo de Añelo; CB - Cerro Bayo; CH - Dorso del Chihuido; EL - Entre Lomas; HU - Dorsal de Huinul; PAA - Pampa del Agua Amarga. Afloramientos de la formación Vaca Muerta: VM- Sierra de la Vaca Muerta; CS - Cordón del Salado; CM - Cerro Mulichinco; PC - Puerta Curaco; SR - Sierra de Reyes.

Sísmica 3D

La principal fuente de datos para la caracterización de la geometría del MTD como de sus estructuras internas fue la sísmica 3D, principalmente la de Sierra Chata. El cubo sísmico 3D original consistió en una unificación de dos registraciones sísmicas adquiridas en los años 1997 y 1998, de 253 km² y 267 km², respectivamente, que fueron procesadas en conjunto en 1999. Fueron registros de diseño ortogonal (líneas receptoras N-S, líneas emisoras E-O) cuyo procesamiento dio por resultado un volumen sísmico con dimensiones de celda de 20 x 20 m y un fold nominal de 27 trazas. En 2019 se realizó un reprocesamiento del dato sísmico con principal foco en la formación Vaca Muerta, con el objetivo de mejorar la imagen y la relación señal-ruido, como así también un correcto acondicionamiento de los *gathers* para su utilización en futuros procesamientos, como Inversión Simultánea o estimación de parámetros elásticos. La im-

plementación del proceso de interpolación y regularización 5D permitió homogeneizar las características de la geometría, e interpolar trazas en aquellas zonas de baja cobertura e incrementar el fold de 27 a 108. Se completó el *set* de datos sísmicos al integrar los volúmenes sísmicos de Aguada de la Arena, Sauzalito Sur y Bandurria para tener una visión más completa de la estructura.

En una primera fase se interpretaron los horizontes correspondientes a los límites sísmo-estratigráficos del sistema Vaca Muerta - Quintuco definidos en Desjardins *et al.* (2016) (Figura 4a). En una segunda fase de refinamiento y caracterización de la estructura se mapearon horizontes sísmicos internos. Se observó que la mayor expresión de las estructuras generadas en el MTD se da al nivel del horizonte B2 (Figura 4b), el cual se utilizó principalmente para la descripción detallada de las estructuras.

A partir del mapeo de estos horizontes, se confeccionaron varios tipos de mapas. El mapa que mejor resulta

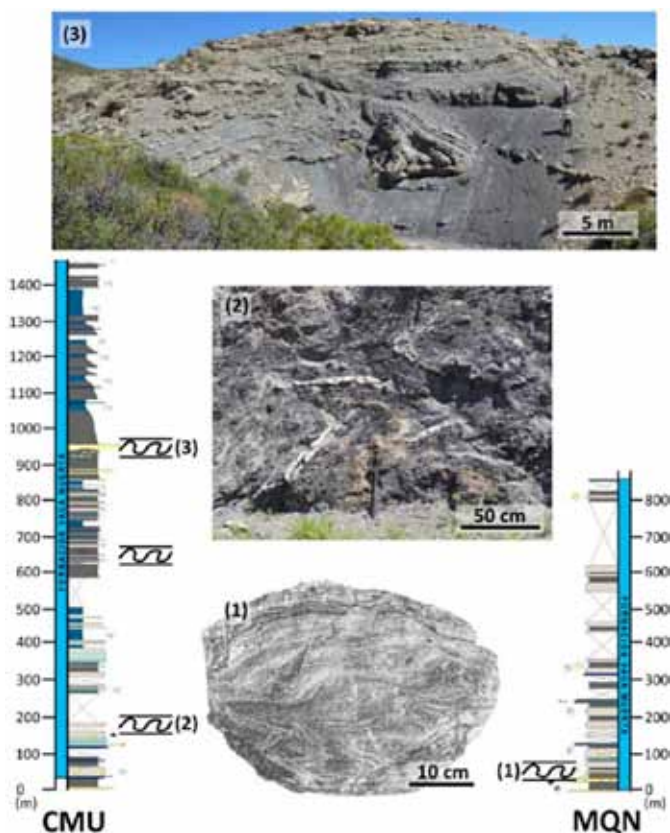


Figura 3. Estructuras tipo slump en afloramientos de la formación Vaca Muerta. Los intervalos donde se identificaron eventos de tipo slump se ubican a lo largo de las columnas estratigráficas de los perfiles de las localidades de Cerro Mulichinco (CMU) y Mallín Quemado Norte (MQN), está última ubicada en la Sierra de la Vaca Muerta (ver figura 1 para ubicación de los perfiles). Las fotos 1, 2 y 3 ilustran estas estructuras a diferentes escalas.

para presentar características y dimensiones de las estructuras es un mapa isopáquico entre la base del MTD y el horizonte B2 donde la expresión de las estructuras es máxima. Para resaltar los límites de las estructuras se

lizó el atributo *Fault Thin Likelihood* (FTLH) (Harris *et al.*, 2019), el cual se sobrepuso al mapa isopáquico, generando un mapa compuesto óptimo para analizar las estructuras. Otro tipo de mapa que se utilizó para la caracterización estratigráfica-sedimentológica del MTD fue el de amplitudes RMS al nivel del horizonte B2. Se completó el análisis con *horizon-slices* para revelar algunos detalles más sutiles. El análisis de detalle y la caracterización de la geometría y las estructuras del MTD se realizó el cubo sísmico 3D de Sierra Chata reprocesada en 2019, donde se muestran algunos cortes sísmicos. Posteriormente, el mapeo de la estructura se extendió hacia el este (áreas de Aguada de la Arena, Bajada de Añelo) y el norte (El Orejano y Pampa de la Yegua II) para una visualización completa de la estructura.

Pozos

En todo el bloque solo cuatro pozos han atravesado total o parcialmente la formación Vaca Muerta. En estos pozos se identificaron dos intervalos de roca con potencial generador, que fueron denominados Sección Enriquecida Inferior [SEI, de la base de U1 al tope de U3] y Superior [SES, Base de la unidad U5] (Figura 5). Ambos se caracterizan por 1) alto valor de rayos gamma, 2) baja impedancia acústica, 3) cruce de Passey (Passey *et al.*, 1990) (alto tiempo de tránsito y alta resistividad), y 4) valores altos de Carbono Orgánico Total (COT). En tres de ellos se encontraron evidencia de deformación de sedimento poco-consolidados (SSD), a varias escalas.

El Pozo 1 fue el primer pozo que atravesó parcialmente el MTD. Fue perforado a mediados de 1996, teniendo como objetivo exploratorio la posible presencia de cuerpos arenosos dentro de la sección inferior de la formación Vaca Muerta, interpretados como un abanico submarino formado durante un estadio de descenso relativo del nivel del mar, que habría generado un colapso gravitacional asociado al quiebre de plataforma. El pozo

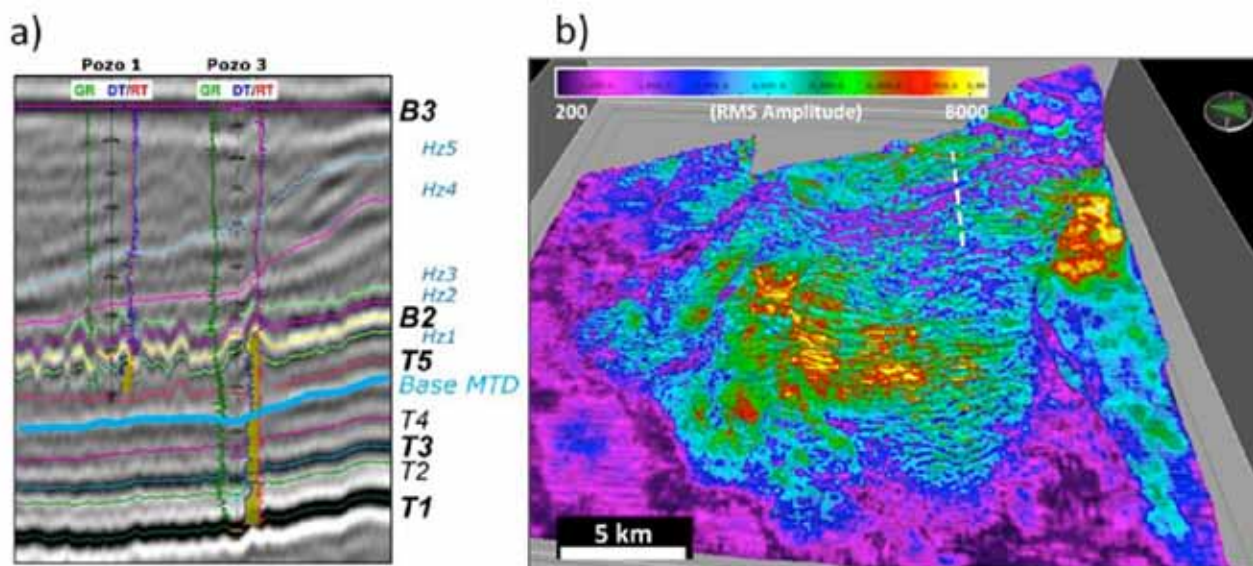


Figura 4. Mapeo de horizontes para la caracterización del MTD de Sierra Chata. a) Sección sísmica con los horizontes sísmicos mapeados (ubicación: línea punteada blanca en b). Además de los horizontes de referencia de la transecta regional de Vaca Muerta (Desjardins *et al.*, 2016), se mapearon horizontes intermedios (Base MTD, Hz1 a Hz5) para estudiar la evolución espacial del MTD. b) Vista 3D del MTD de Sierra Chata que muestra el horizonte B2 con un mapping de la amplitud RMS calculada con una ventana de 10 ms (+/- 5ms) alrededor de este.

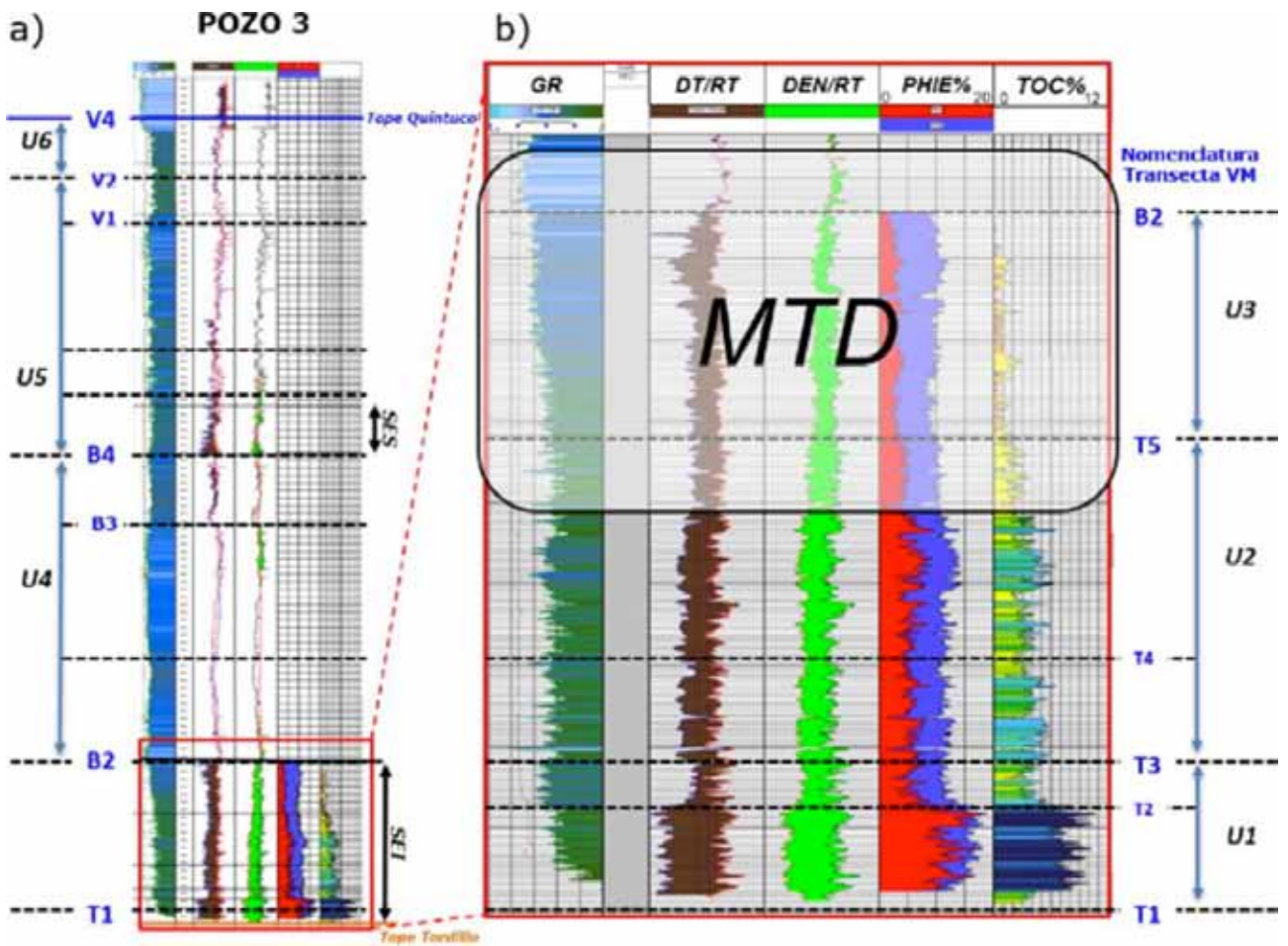


Figura 5. Subdivisión del sistema Vaca Muerta - Quintuco en la zona de Sierra Chata. a) Perfil tipo general del pozo 3. a) Detalle de la Sección Enriquecida Inferior (SEI). Se utiliza la nomenclatura de Desjardins *et al.* (2016) para los horizontes y unidades sismo-estratigráficas. La columna sedimentaria afectada por el MTD de Sierra Chata está indicada por el recuadro negro.

ingresó unos 50 m dentro de la SEI de la FVM.

El Pozo 2 fue el primer pozo con objetivo *shale gas* de la formación Vaca Muerta. Se perforó en 2013 como pozo vertical y fue estimulado con siete fracturas hidráulicas. El mismo no llegó a perforar la sección basal de la formación Vaca Muerta (faltarían aproximadamente 90 m hasta la formación Tordillo) por inconvenientes operativos, principalmente inestabilidad durante la perforación. Por los mismos problemas, solo se pudieron sacar 11 m de corona de 72 m planificados, dentro la unidad U4 donde se observan evidencias de estructuras relacionadas a SSD.

El Pozo 3 fue perforado en 2019 como pozo piloto vertical del primer *pad*, cuyo objetivo es producir *shale gas* a partir de ramas horizontales a varios niveles de la SEI de la formación Vaca Muerta. Este pozo llegó a la base de la formación Vaca Muerta (Figura 5a). Posee un *set* completo de perfiles y se tomaron muestras de rocas. En esta zona, el pozo atravesó el MTD de Sierra Chata en su mayor expresión y abarca las unidades siguientes: Tope U2, la U3 completa y la base de U4 (Figura 5b). Desde este pozo se salió posteriormente con un *sidetrack* para realizar una rama horizontal de 2540 m, volviendo a perforar el intervalo afectado por el MTD en su parte de construcción de trayectoria para llegar al punto de aterrizaje (*landing point*).

Caracterización estructural

Un MTD corresponde a una estructura compleja con límites de diferentes naturalezas que definen distintos dominios estructurales con características muy contrastadas: dominios extensional, traslacional y compresional (Figura 6).

Dominio extensional

Es la zona de iniciación de la estructura en la parte superior del talud de la clinoforma donde se inicia el deslizamiento de los sedimentos hacia una parte más distal, en dirección al centro de cuenca. En el caso del MTD de Sierra Chata, la paleopendiente estimada del talud en la zona del MTD es de 3 a 4 grados. Esta zona de iniciación está caracterizada por escarpas, formadas por la conexión lateral de fallas normales lítricas (Figura 7). La escarpa principal (*headwall scar*) de orientación N30°E aproximadamente es continua a lo largo de la estructura y constituye el límite de la parte más proximal de la estructura (Figura 6). Cabe destacar que la orientación de las escarpas es paralela a la dirección de los quiebres de plataforma en la misma área (Figuras 2, B1 y B2). Existen estructuras aún más proximales a la escarpa principal que consiste en fallas normales incipientes (*crown cracks*,

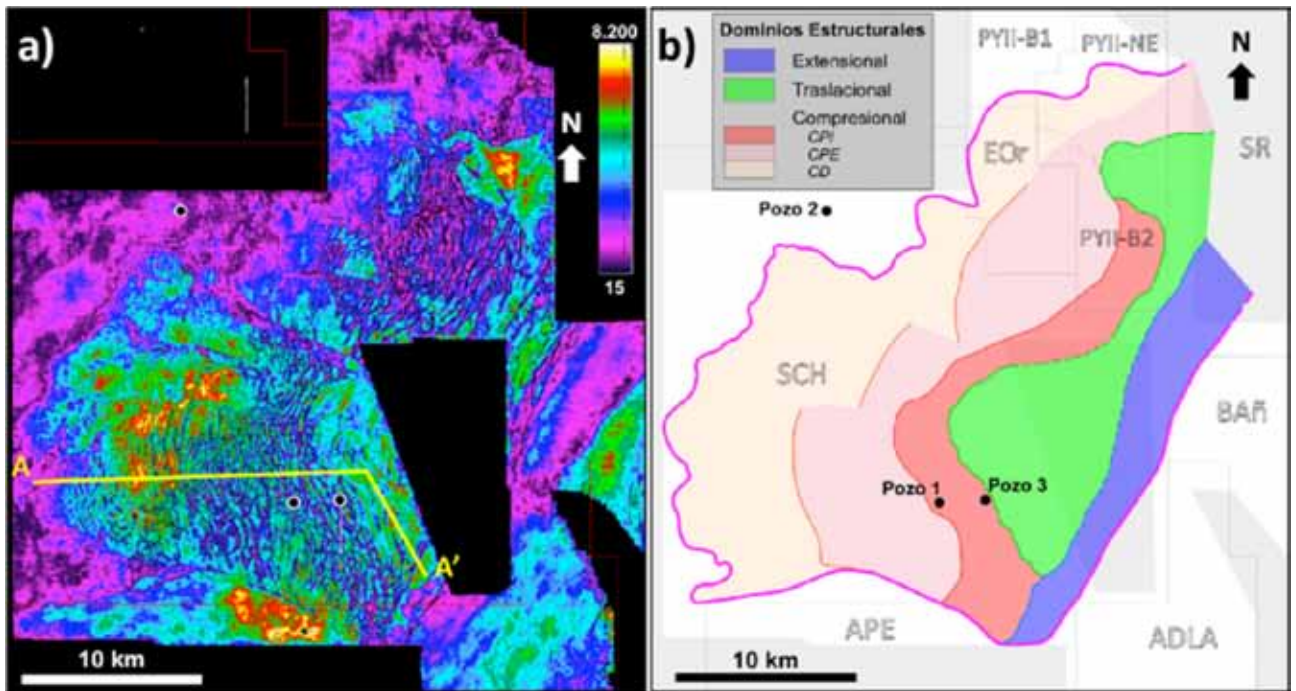


Figura 6. Extensión espacial del MTD de Sierra Chata y zonificación en dominios estructurales. a) Horizonte B2 - mapa compuesto de amplitud RMS (ventana de +/- 10 ms) con FTLH realizado con la interpretación de varios cubos sísmicos y la ubicación de los pozos que atravesaron parcial o totalmente la formación Vaca Muerta. Línea amarilla A-A': corte sísmico general del MTD (ver figura 7). b) Interpretación y ubicación de los dominios extensional, traslacional y compresional (subdominios compresionales: CPI - proximal interna, CPE - proximal externa; CD: distal). Áreas: SCH (Sierra Chata), APE (Aguada Pichana Este), ADLA (Aguada de la Arena), BAÑ (Bajada de Añelo), SR (San Roque), PYII-B2 (Pampa de la Yegua II - Bloque II), PYII-NE (Pampa de Yegua II Noreste), PYII-B1 (Pampa de la Yegua II, Bloque 1), EOr (El Orejano).

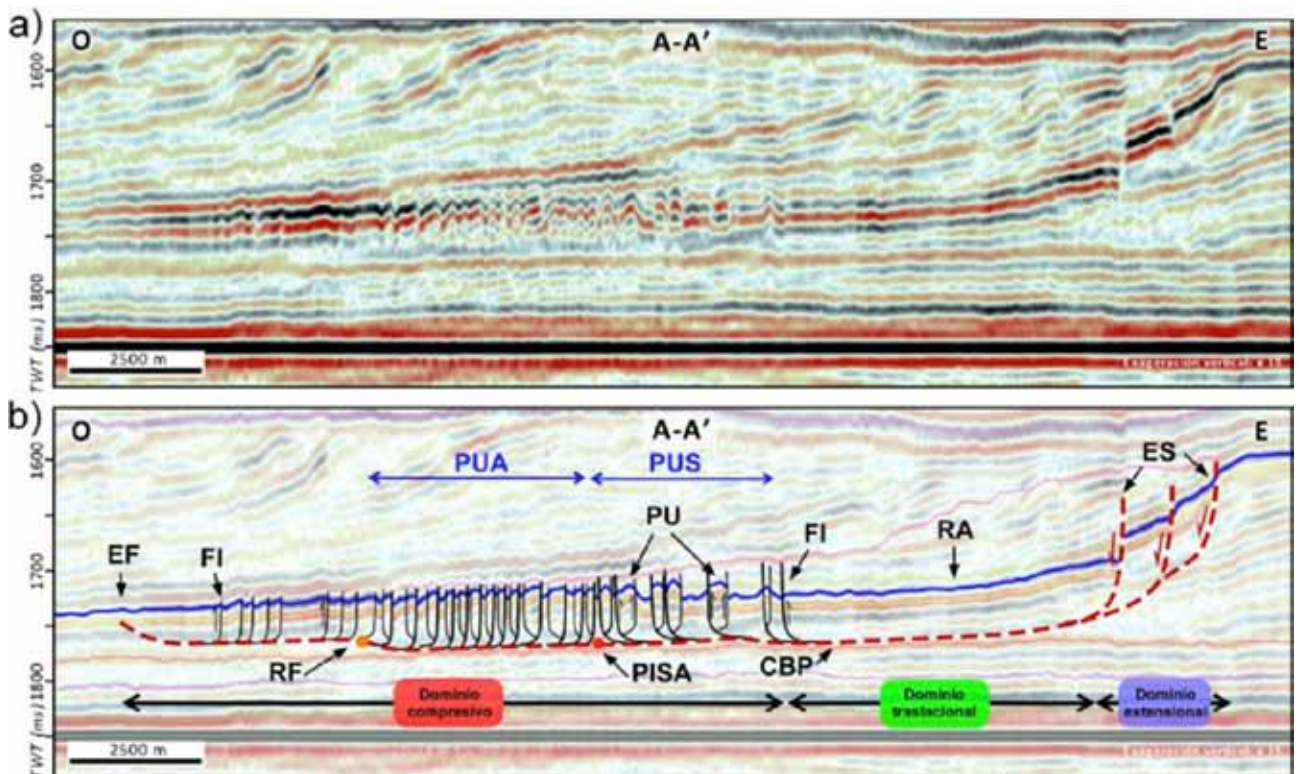


Figura 7. Corte sísmico A-A' general del MTD de Sierra Chata (ver figura 6 para ubicación). a) Corte sísmico horizontalizado al Tope de Tordillo, sin interpretar. Exageración vertical X15. b) Corte interpretado donde se destacan los dominios estructurales (extensional, traslacional y compresional) y las estructuras principales que los caracterizan: escarpas (ES), raft (RA), pop-ups (PU) y fallas inversas (FI), cizalla basal principal (CBP), rampa frontal (RF, punto naranja) y emergencia frontal (EF). Círculo rojo (PISA): punto de inflexión entre pop-ups sintéticos (PUS) y los antitéticos (PUA). Horizonte azul: B2.

ver figura 6, sur del área SR) que no llegaron a unificarse en una escarpa (se pueden observar algunas en la parte NE de la zona). Limitado al SE por la escarpa principal, el dominio extensional está conformado por una serie de escarpas secundarias a lo largo de una franja de 2 de 3 km de ancho. La unión del pie de las fallas normales lístricas inician la cizalla basal principal (CBP) sobre la cual el sedimento desestabilizado se traslada y apila hacia el pie de la clinofoma. Cabe destacar que, en la parte sur, el dominio extensivo está directamente en contacto con el dominio compresivo (Figura 6b).

Dominio traslacional

Este dominio está caracterizado por bloques estructurales relativamente poco deformados (a escala sísmica) (Figura 7). Se comportan como bloques rígidos que se desplazan sobre la cizalla basal principal. Este dominio está más desarrollado en el área de Sierra Chata. Lamentablemente por la falta de sísmica 3D en el centro de la zona estudiada, una parte de su geometría se infiere. Así se puede asumir que el límite del dominio traslacional con el dominio extensional es bastante recto, de dirección N30°E. Sin embargo, su límite con el dominio compresional es bastante arqueado y convexo con su ápice hacia el NO (Figura 6). Con esta geometría, lo que parece

ser un único *raft* de grandes dimensiones (aprox. 9 x 13 km) y asimétrico actuó de indentador para las estructuras compresivas las cuales se moldean al borde del mismo. Esto se observa particularmente bien en la zona de los pozos 1 y 3 (Figura 8). El FTLH revela algunas fallas internas del *raft* de orientaciones similares al borde de la estructura (Figura 8 y 9-XS1). Más al NE, se observa otro *raft* de similar geometría, pero de dimensión más reducida al norte del área de Pampa de Yegua II- Bloque II (Figura 6). Entre estas dos estructuras, los *rafts*, de dirección general N30°E, son más alargados y el dominio traslacional se estrecha.

Dominio compresional

Este dominio es el más extenso arealmente. Se subdivide en subdominios compresional proximal (que a su vez se subdivide en proximal interno y externo) y distal en relación con el tipo de estructuras que los conforman (figuras 6 y 8).

El subdominio compresional proximal está caracterizado por la presencia de estructuras de tipo *pop-up* (Figura 7). Estos *pop-ups* son asimétricos y están formados por un conjunto de una falla inversa sintética (con buzamiento hacia el SO, en sentido opuesto a la dirección de deslizamiento del MTD) con una falla inversa antitética

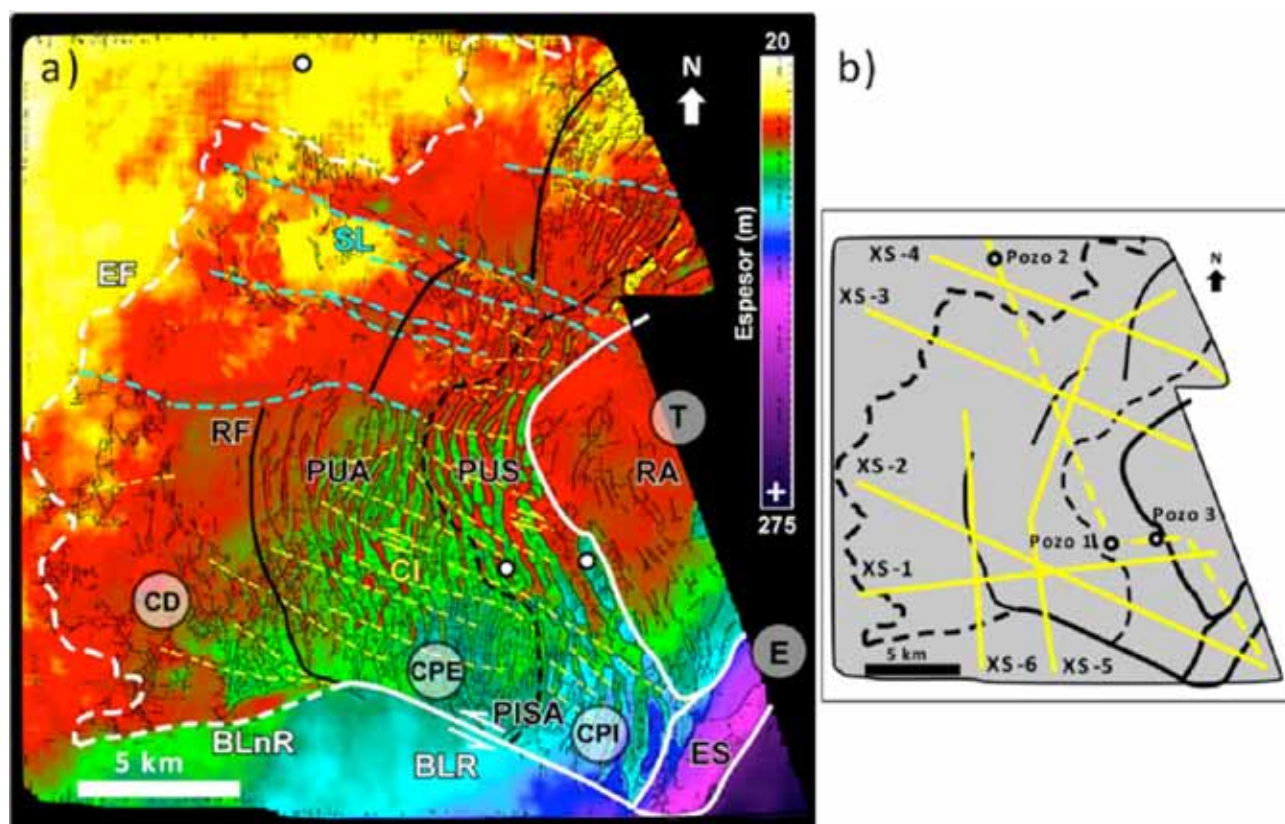


Figura 8. Detalle de las estructuras internas a cada dominio estructural. a) Mapa isopáquico entre la base del MTD (Cizalla Basal Principal) y el horizonte B2 (donde las estructuras tienen mayor expresión), con superposición del atributo estructural FTLH con un filtro de 0,08 para remover los artefactos (footprint, etc.). E: dominio extensional con las fallas normales lístricas. T = dominio traslacional con el *raft* central arqueado hacia el centro de cuenca. CPE: subdominio compresional proximal interno. CPE: subdominio compresional proximal externo. CD: dominio compresional distal. ES: escarpas. RA: *raft*. PUS/PUA: *pop-ups* sintéticos y antitéticos. PISA: Punto de inflexión *pop-ups* sintéticos / antitéticos. RF: rampa frontal. EF: emergencia frontal. BLnR: borde lateral no-restringido. CI: Cizallas internas. SL: surcos lineales. Círculos negros: pozos. b) Mapa de ubicación de los cortes sísmicos de detalle. Líneas continuas negras: cortes sísmicos de detalle de las estructuras del MTD (XS-1 a XS-6). Línea negra punteada: corte sísmico NNO-SSE conectando los tres pozos presentados en este trabajo.

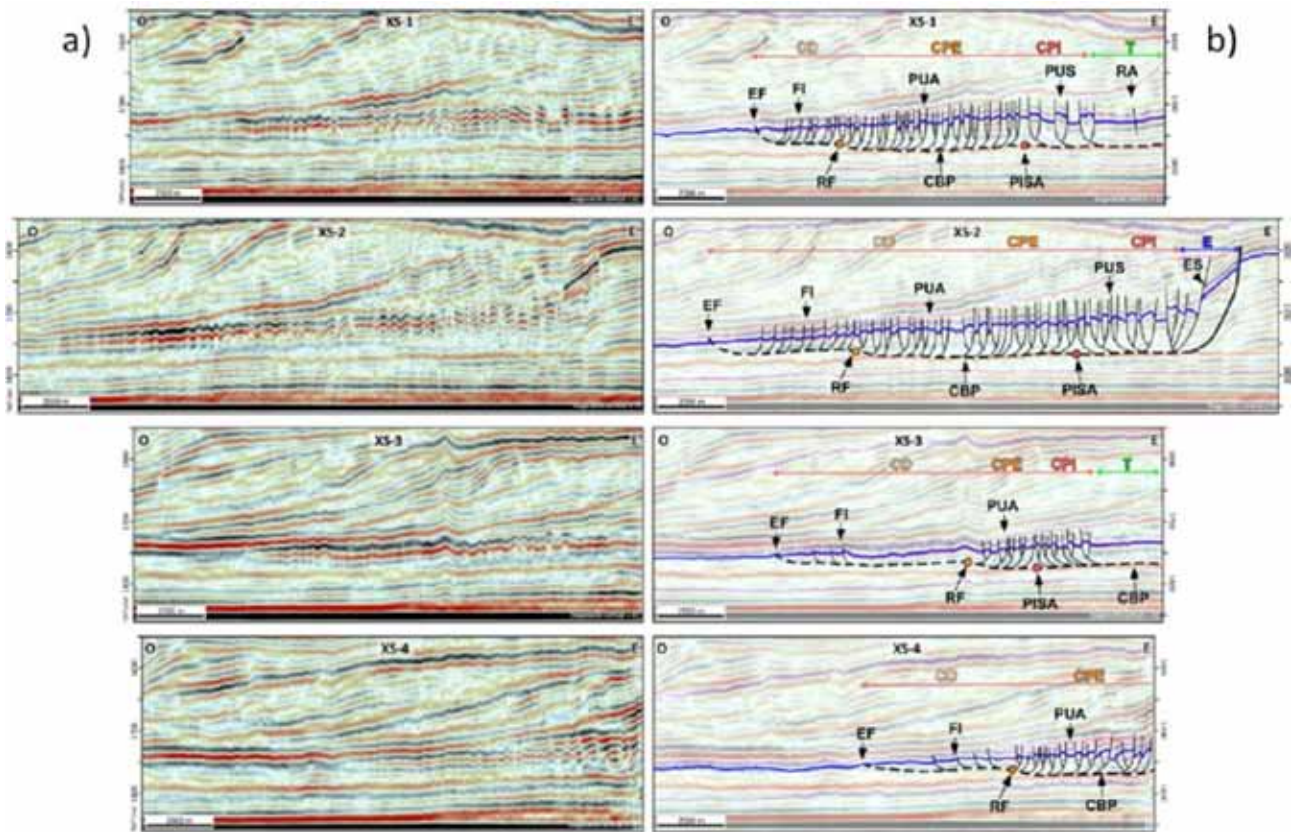


Figura 9. Cortes sísmicos de detalle E-O a lo largo del MTD de Sierra Chata (ver figura 8b para ubicación). a) Corte sísmico horizontalizado al Tope de Tordillo, sin interpretar. Exageración vertical X15). b) Corte interpretado donde se destacan las estructuras que caracterizan cada dominio y subdominio. Ver figura 8 para nomenclatura de los elementos estructurales.

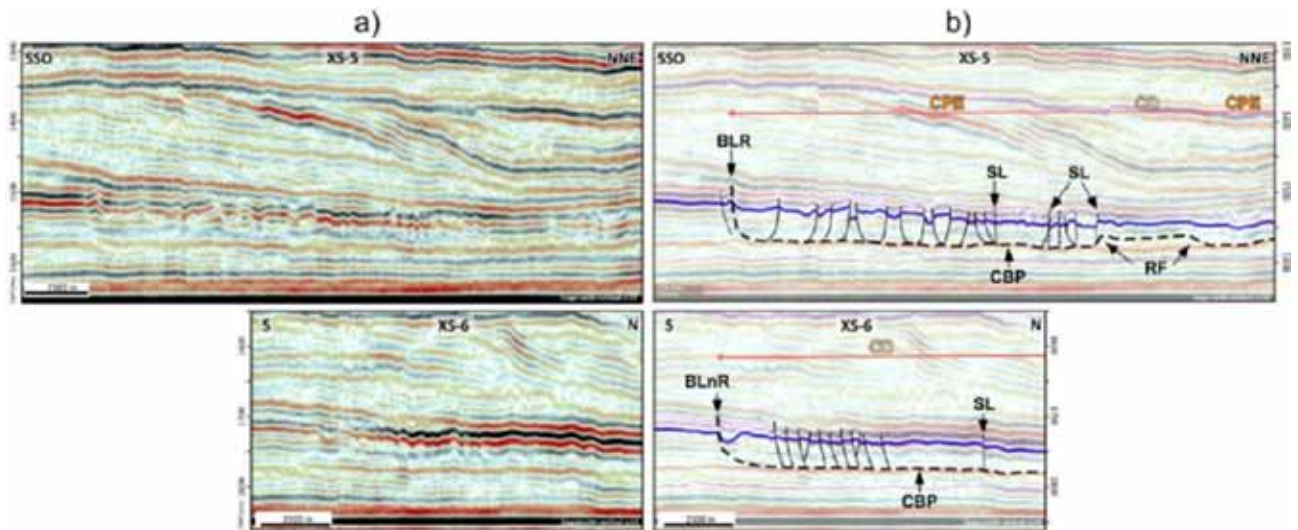


Figura 10. Cortes sísmicos de detalle S-N a lo largo del MTD de Sierra Chata (ver figura 8b para ubicación). a) Corte sísmico horizontalizado al Tope de Tordillo, sin interpretar. Exageración vertical X15). b) Corte interpretado donde se destacan las estructuras que caracterizan cada dominio y subdominio. Ver figura 8 para nomenclatura de los elementos estructurales.

(buzamiento hacia el NE). Se define el *pop-up* como sintético cuando la falla principal de la estructura es la falla inversa sintética y la vergencia de la estructura es hacia la parte distal del MTD, y el *pop-up* antitético cuando la falla principal es la antitética y la vergencia de la estructura es hacia la parte proximal del MTD. Se observa que el dominio compresional empieza exclusivamente

con los *pop-ups* sintéticos. Existe un punto de inflexión donde los *pop-ups* se convierten en la forma antitética hacia la parte distal (figuras 7 y 9). Así se discriminan los subdominios compresionales proximal interno (CPI) y externo (CPE) (figuras 6 y 8). Los *pop-ups* sintéticos suelen ser más grandes, tanto en altura (de 130 a 90 m) cómo en ancho (hasta 600 m) que los *pop-ups* antitéticos

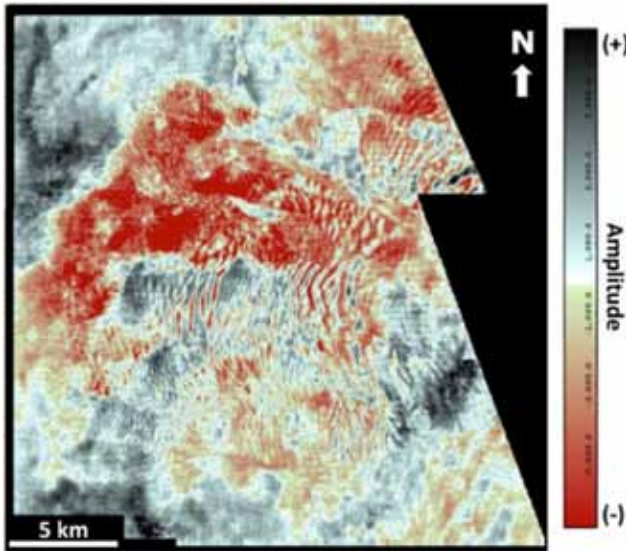


Figura 11. Horizon slice a +32 ms de la base del MTD. Los flujos de detritos se caracterizan por abanicos de amplitud más negativa.

(altura de 90 a 60 m y ancho hasta 250 m) (figuras 8 y 9). Se observa la misma diferencia de dimensiones entre las zonas *intrapop-ups* sintéticas y antitéticas. La dirección de los *pop-ups* varían de N10°E en el sur del MTD, de N160°E al nivel del ápice del *raft* sur a N30°E en la parte norte del área Sierra Chata (Figura 8). La longitud de los *pop-ups*, tanto sintéticos como antitéticos es altamente variable y depende del grado de segmentación de las fallas que los constituyen (Figura 8). Esta segmentación es debida a las numerosas zonas de cizalla internas (de dirección N115°E principalmente pero también N90°E) que afectan al subdominio compresional proximal, particularmente visible en el área de Sierra Chata (Figura 8). Estas cizallas internas al dominio compresional pueden mostrar un movimiento tanto dextral como sinistral, según cómo se van acomodando las diferentes estructuras del MTD.

El límite entre los subdominios compresional proximal y distal es materializado por la rampa frontal (*frontal ramp*). Esta rampa estructural se genera por un cambio de profundidad de la cizalla basal principal y forma una zona de confinamiento estructural sobre la cual las estructuras se apilan (figuras 7 y 9). Su mapeo muestra dos discontinuidades importantes en su continuidad lateral, define así tres zonas de sur a norte dentro del subdominio compresional proximal y marca variaciones bruscas en el ancho de esta (Figura 8).

Después de la rampa el MTD presenta menos espesor en el subdominio compresional distal. También se observa un cambio importante de estilo estructural donde las estructuras consisten principalmente en fallas inversas sintéticas y antitéticas, con un espaciamiento más amplio entre cada falla (figuras 7 y 9). El subdominio compresional distal, y por ende el MTD, se termina al nivel de la emergencia frontal (*frontal emergence*) donde la cizalla basal principal finaliza y corta estratigráficamente los estratos inferiores (figuras 7 y 9). Este límite es bastante irregular y se ve particularmente bien en el mapa

de amplitud RMS donde se observa la presencia al pie de la clinofoma de sedimentos con contenido calcáreo más importante (reflejado por amplitudes más altas) que proviene de la parte superior del talud de esta (Figura 6).

El dominio compresional también presenta surcos lineales (*linear grooves*) de dirección general N115°E que corresponden a cambios en la profundidad de la cizalla basal principal (que delinea un bloque alargado como se observa en las figuras 8 y 18-XS5). También están asociados a lo que se interpreta como flujos de detritos (*debris flow*) posteriores a la estructuración principal del MTD que se superpone y/o retrabajan los niveles subyacentes del MTD. Estos flujos de detritos se evidenciaron bastante bien con una serie de *horizon-slices* realizada a partir de la base del MTD (abanicos de amplitud más negativa, figura 11). En la figura 10-XS6, se observa una depresión contra el borde lateral del MTD que se puede interpretar como una canalización de un flujo de detrito posterior a la estructuración principal.

El límite lateral (*side scarp*) del MTD se observa con bastante claridad en el sur de la estructura (Figura 8) y se puede subdividir en dos partes. Una primera parte relativamente recta de dirección N115°E (perpendicular al sentido general de movimiento del MTD) es formada por un sistema de fallas transcurrentes (*lateral strike-slip fault*) con movimiento sinistral y constituye el borde lateral restringido sobre el cual las estructuras compresivas terminan en la parte proximal del dominio compresional. La segunda parte más distal, donde el límite se abre lateralmente (borde no-restringido o *lateral splay*), toma una dirección N70°E. Correlativamente, este cambio de dirección del borde de MTD corresponde a la presencia de la rampa frontal lateralmente (Figura 8). En los cortes sísmicos N-S, se observa cómo la cizalla basal principal se conecta sobre el borde lateral, el cual “encajona” el MTD (Figura 10).

Evidencias de MTD y *slumps* en pozos

En el área de Sierra Chata, tres pozos perforaron estructuras asociadas a MTD (Figura 12): (i) dos de estos vinculados al MTD principal de Sierra Chata de escala kilométrica (pozos 1 y 3), en la zona donde se encuentran los *pop-ups* más grandes de la megaestructura (Figura 8), el tercero (pozo 2) encontró estructuras de tamaño más reducido (centimétricas) en una unidad estratigráfica más joven.

Pozo 1

Fue perforado en el flanco oeste de un *pop-up*, atravesando la falla principal con vergencia sintética (regional) a la dirección de deslizamiento de los sedimentos (Figura 13). Este pozo registró admisiones parciales de fluido durante la perforación en el intervalo del MTD. Del análisis de los dos ensayos de producción que se hicieron en esta parte del pozo, se observan dos sistemas al menos con diferente permeabilidad que pueden estar asociados a sistemas de fracturas (alta K) y matriz aportando a las fisuras (baja K) o a intervalos con diferente permeabilidad aportando al pozo (U3 vs Base de U4).

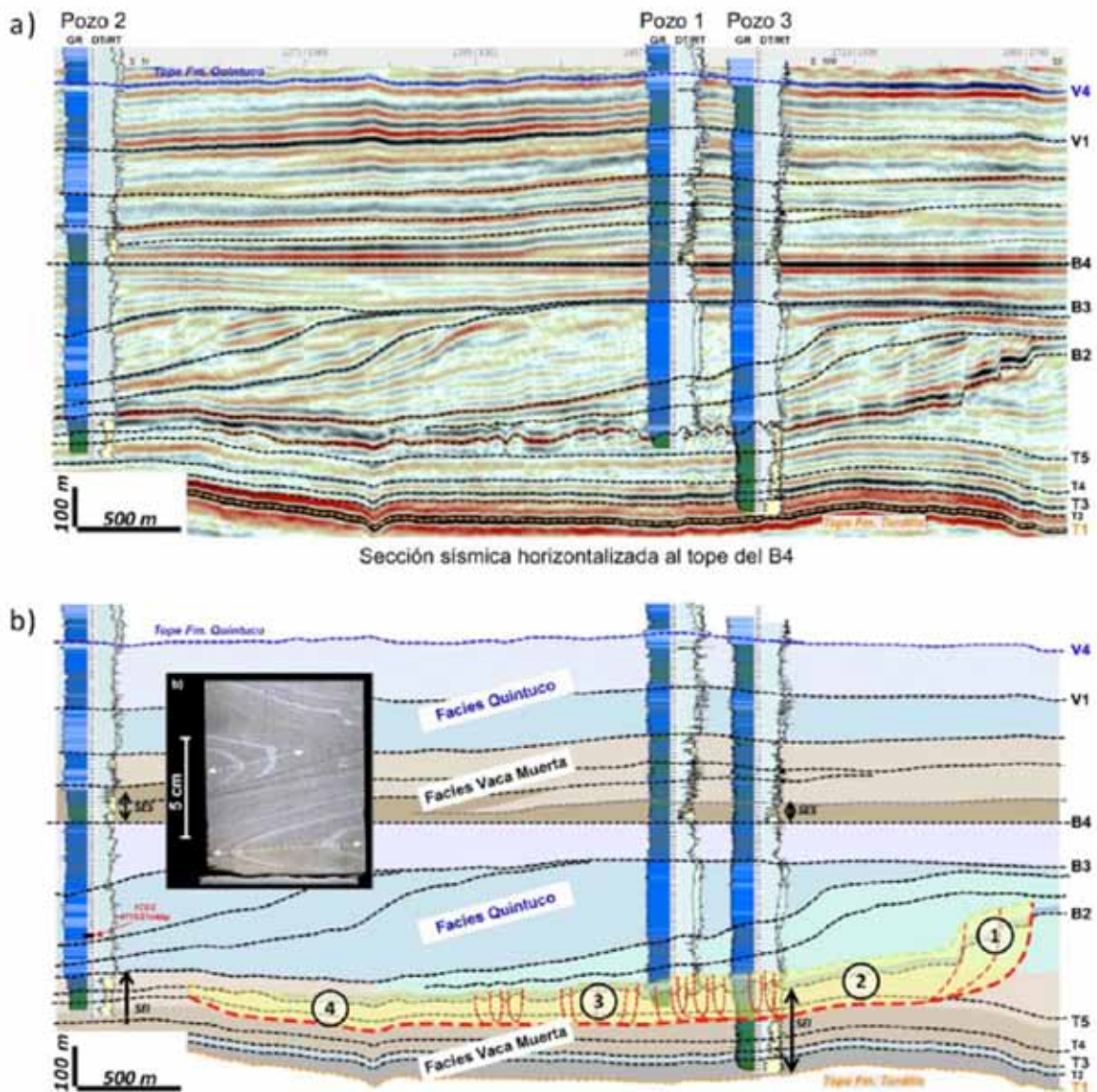


Figura 12. Sección NNO-SSE pasando por los pozos 1,2 y 3, donde se evidenciaron eventos de MTD/*Slump* (ver ubicación en figuras 6 y 8). A) Sección sísmica horizontalizada al tope del horizonte B4, con los diferentes horizontes interpretados y la información de 3 perfiles en los pozos (GR: Gamma Ray, DT: Sónico y RT: Resistividad. Nota: DT y RT son dispuesto para hacer una visualización tipo Passey). B) Sección interpretada destacando las estructuras vinculadas al MTD: (1) Escarpas, (2) *Raft*, (3) *Pop-ups*, (4) *Debris Flow*. Pozo 2: foto de estructuras centimétricas de tipo *slump* en el medio de la unidad U4.

Pozo 2

Este pozo fue perforado en una zona no afectada por el MTD principal. Sin embargo, estructuras centimétricas de tipo *slump* encontradas en una corona ubicada en el medio de la unidad U4 (Figura 12b) demuestra que estructuras asociadas a deformación de sedimentos poco consolidados (*soft-rock deformation*) ocurren en varios niveles de la columna sedimentaria de la formación Vaca Muerta en el área.

Pozo 3

Está perforado en el centro del *pop-up* más grande del MTD (Figura 13). Es el único pozo del bloque que atravesó por completo el MTD. En su máxima expresión,

el MTD de Sierra Chata abarca las unidades siguientes: Tope U2, toda la U3 y la base de U4. Una imagen de pozo de tipo resistiva se adquirió en el pozo 3. Se interpretaron y caracterizaron sistemáticamente los *bedding* y fracturas. Estos se analizaron a través de curvas de frecuencia (Figura 14). En la figura 14a se puede observar que la frecuencia de *bedding* aumenta correlativamente con el aumento de GR/COT. Si bien la parte más calcárea de la sección superior de la formación Vaca Muerta presenta más fracturas que su base, se destaca un aumento notable de la frecuencia de fractura en la mitad superior del intervalo donde se desarrolla el MTD. La figura 14b muestra una ampliación del intervalo de MTD donde se correlaciona la frecuencia de fractura con la derivada primera y segunda de los buzamientos de *bedding* que se uti-

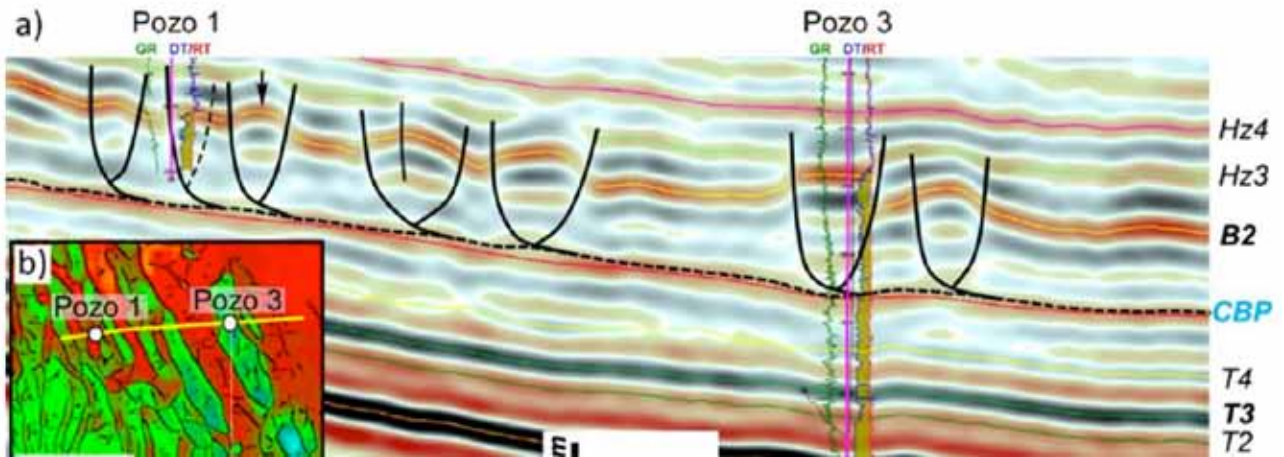


Figura 13. Detalle de los pozos 1 y 3 que perforaron el MTD. a) Sección sísmica E-O interpretada que muestra los pozos 1 y 3, respectivamente, perforado en el flanco oeste y el centro de un *pop-up*. Referencia de los horizontes en la figura 4). b) Mapa de ubicación de los pozos y del corte sísmico. (Nota: el buzamiento hacia el este de los horizontes observado en esta sección es debido al levantamiento del dorso del Chihuideo al oeste y no refleja la paleopendiente existente en los tiempos de depositación de la formación Vaca Muerta).

liza cómo detector de cambios bruscos de buzamiento de las capas, los cuales se relacionan con la estructuración y la deformación de estas. Las fracturas analizadas se discriminan en dos familias: NNE-SSO y NNO-SSE (Figura 14c). Esta última familia es típicamente la dirección de

las estructuras (*pop-ups*) de la sección atravesada por el pozo 3 (Figura 14d y Figura 9). También se destaca que la parte superior del *pop-up* presenta una deformación más frágil (debido a las fracturas inducidas por el plegamiento y el fallamiento) que la parte basal.

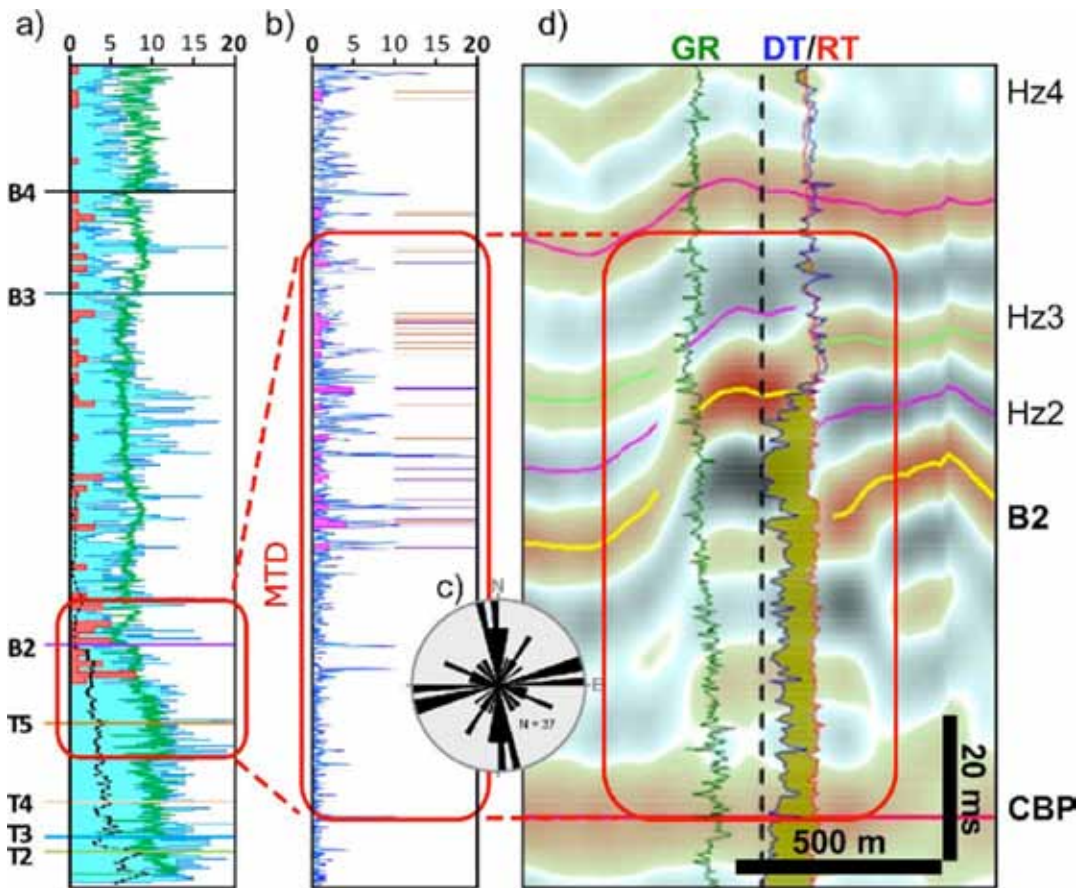


Figura 14. Análisis de la imagen resistiva del pozo 3 en la zona del MTD. a) Log 1: frecuencias, respectivamente, del bedding (curva azul, número de bedding x 5 m) y de fractura (curva roja, número de fractura x 1 m) a lo largo del pozo. Curva verde: Gamma Ray ($^{\circ}\text{API} / 10$). Curva Negra: Contenido Orgánico Total (%). El recuadro rojo marca la zona donde se desarrolla el MTD. Log 2: detalle de la zona del MTD. Frecuencia de fractura (curva rosa: número de fractura x 1 m). Curvas azul claro y oscuro: derivada primera y segunda del buzamiento de las capas. Sticks: fracturas con buzamientos $>45^{\circ}$ (naranja) y $<45^{\circ}$ (violeta). c) Diagrama de rosa de las fracturas interpretadas en el intervalo del MTD. d) Corte sísmico E-O de detalle centralizado en el pozo 3 para el intervalo del MTD.

Análisis de riesgos

Los antecedentes de perforación de los pozos que atravesaron la estructura tipo MTD de Sierra Chata mostraron que los pozos perforados en la zona más estructurada del MTD (subdominio compresional proximal interno, figuras 6 y 8) encontraron problemas de influjos, que en el caso del pozo 1 provocó la detención de la perforación y en el caso del pozo 3 la colocación de una cañería adicional (contingencia) para cubrir la zona afectada por el MTD para poder seguir la perforación del *sidetrack* y llegar con seguridad al tramo horizontal de este pozo (Figura 13).

En el pozo 1, al perforar la sección superior del MTD, se registraron admisiones parciales lo que obligó a bombear material obturante y disminuir la densidad del lodo de perforación (de 2030 a 1965 g/l). Al mismo tiempo se detectaron altas lecturas de gas (430.000 ppm) con presencia y quema de gas en superficie, por lo que se decidió dar por finalizada la perforación a esa profundidad. Esta última sección del pozo fue evaluada con un ensayo a pozo abierto (DST) y posteriormente con un ensayo de terminación, que confirmó la presencia de gas combustible, pero que mostró condiciones de muy baja permeabilidad de reservorio. La litología descrita a partir de los recortes de perforación menciona porcentajes variables de areniscas y calizas. En ocasiones se describe porosidad por fracturas.

En el pozo 3, el pozo piloto atravesó el intervalo del MTD de la formación Vaca Muerta con una densidad de lodo de 1880 gr/l (ECD de 2030 g/l) sin registrar ningún evento de perforación. El *sidetrack* fue perforado con una densidad de lodo 50 g/l superior a la del pozo piloto (1930 g/l; ECD:2100 g/l) en la parte de construcción de la trayectoria para mejorar las condiciones de perforación en la última parte de la rama horizontal. Al ingresar en la sección del MTD, se registraron admisiones parcia-

les en el tope del intervalo del MTD (donde la imagen de pozo del piloto mostró un incremento sustancial de la densidad de fractura), lo que obligó a aislar esta sección con una cañería intermedia de contingencia para perforar la rama horizontal en condiciones seguras. Si bien se puede remediar el riesgo de influjos en el intervalo del MTD con una tubería adicional, eso encarece significativamente el costo de perforación de los pozos en zona de alta deformación.

Para poder visualizar el riesgo asociado al MTD en el área de Sierra Chata, se elaboró un mapa de riesgo cualitativo utilizando los tipos y dimensiones de estructuras en cada dominio para estimar la intensidad de la deformación generada por las mismas (Figura 15). Se integraron todos los elementos de la caracterización estructural y se subdividió el dominio compresivo en zonas para representar las variaciones laterales observadas de sur a norte.

Así se destaca que la zona que presenta el riesgo más alto es el subdominio compresional proximal de la zona A, al suroeste del *raft* principal. Para minimizar el riesgo en esta zona de alta deformación, se propone atravesar el MTD en la parte inter-*pop-ups* donde se estima que la deformación debería ser menor y el MTD menos espeso (Figura 13), al desviar ligeramente el pozo en la fase de construcción de la curva, antes de posicionarse para el aterrizaje del pozo para la realización de la rama horizontal. Esta estrategia está actualmente en fase de prueba.

Discusión

Límites de los dominios de deformación

Si bien el borde lateral sur del MTD de Sierra Chata se define muy bien con los datos de la sísmica 3D (en particular el *Fault Thin Likelihood - FTLH*), algunos de sus límites son más complicados de definir. El límite de la

a)

Dominio	Zona	Subdominio	Estructuras	Deformación	Riesgos Op.
Extensional			Zona de escarpa	mediana	poco probable
Traslacional			Raft	mediana a baja	poco probable
Compresional	A	Int. Prox.	Pop-up grandes	alta	muy probable
Compresional	A	Int. Dist.	Pop-ups	mediana a alta	muy probable
Compresional	A	Ext.	Debris flow	mediana a baja	poco probable
Compresional	B	Int.	Pop-ups	mediana	probable
Compresional	B	Ext.	Debris flow	mediana-baja	poco probable
Compresional	C	Int.	Pop-ups	mediana	probable
Compresional	C	Ext.	Debris flow	baja	muy poco probable
Compresional	D		Debris flow	mediana a baja	muy poco probable

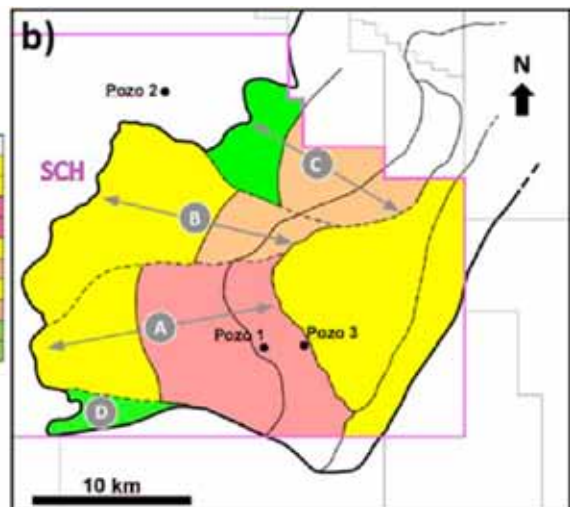


Figura 15. Mapa de riesgo operacional considerando la intensidad y el estilo de la deformación asociada al MTD de Sierra Chata. a) Matriz de evaluación. b) Mapa de riesgos operativos asociados al MTD.

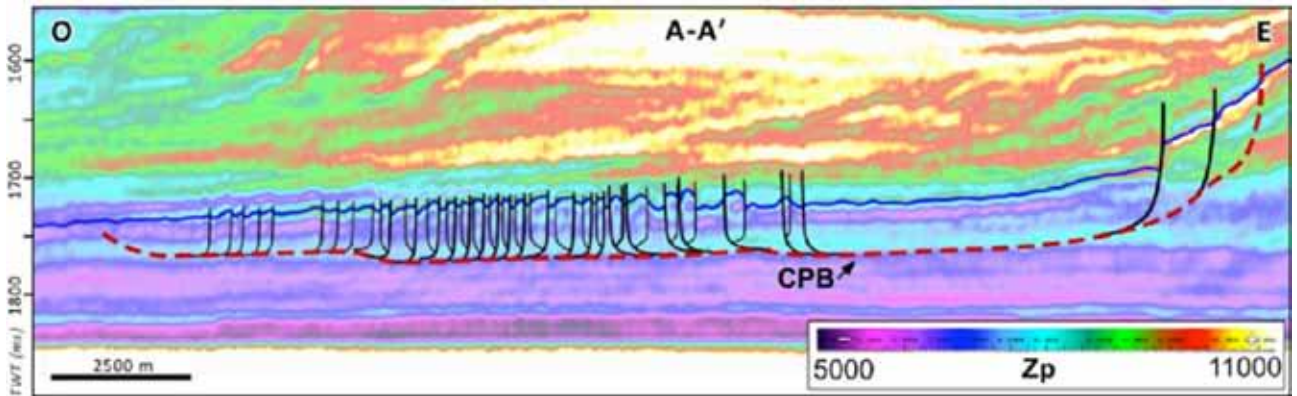


Figura 16. Relación entre la posición de la cizalla basal principal y la litología. a) Sección sísmica A-A' con Impedancia Z_p , horizontalizada a la base de la formación Vaca Muerta.

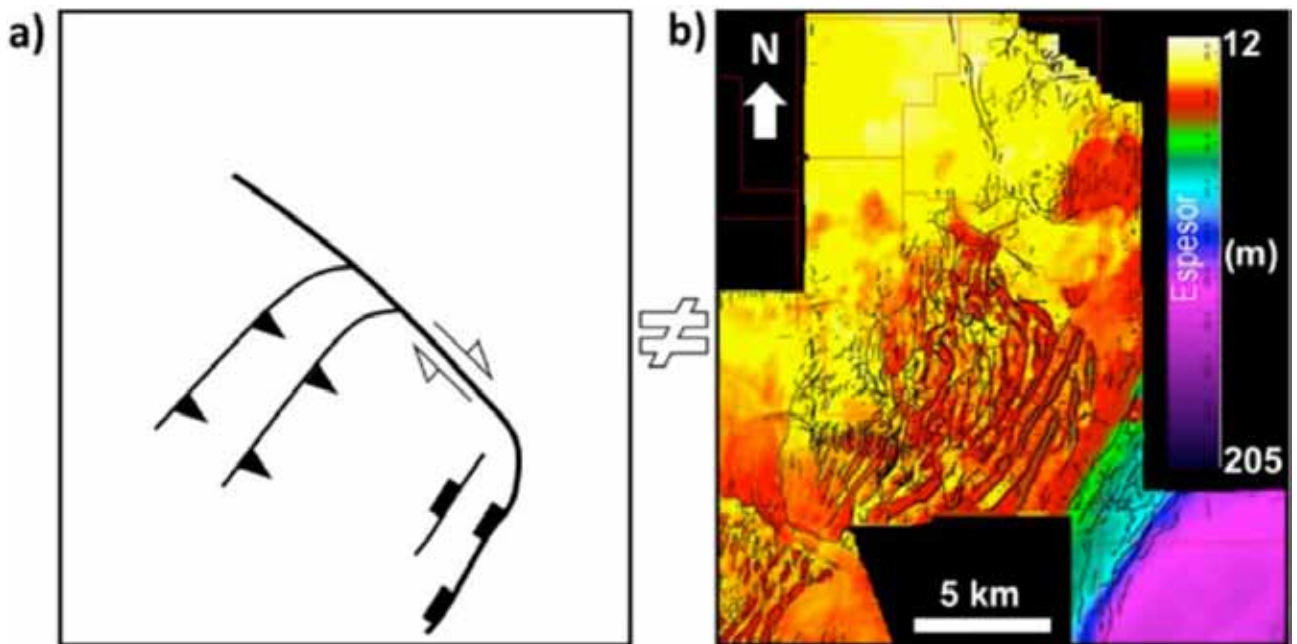


Figura 17. En búsqueda del borde lateral norte. a) Ilustración conceptual del borde lateral norte con sus características estructurales. Adaptado de Alsop y Marco (2011) y Nugraha *et al.* (2020). b) Mapa isopáquico y FTLH del raft al norte del MTD que muestra estructuras tipo pop-up arqueadas en sentido inverso al modelo conceptual presentado en a).

emergencia frontal donde termina el MTD se puede interpretar bastante bien con la combinación de los mapas de espesor, de FTLH y de amplitud RMS. En relación con la cizalla basal principal, su profundidad es más sensible de ubicar solamente con el análisis estructural de la sísmica 3D. Sin embargo, se utilizó un argumento adicional con los resultados de una inversión acústica realizada en el cubo sísmico reprocesado de Sierra Chata. En la figura 16, se puede visualizar claramente que el MTD con facies de rampa se desarrolla sobre la sección basal de la formación Vaca Muerta más orgánica y que la cizalla basal principal se ubica en la interfase. Esta transición entre el MTD y su substrato también es marcada en el pozo 3 por una deflexión del perfil sónico a la base del MTD (Figura 6).

Para intentar definir el borde lateral norte, se completó la interpretación de la sísmica 3D de Sierra Chata

con sísmica 3D adicionales al noreste (Figura 17). Inicialmente se interpretaba el límite del borde lateral norte del MTD al sur de lo que ahora se interpreta como otro *raft* con forma triangular, similar al principal ubicado en el área de Sierra Chata. Esta interpretación final se fundamenta en la geometría de estructuras tipo *pop-ups*. En caso de que fuera el borde lateral norte, estas estructuras mostrarían la geometría arqueada de los pliegues orientados pendiente abajo, impuesta por el cizallamiento diferencial en los bordes laterales de la estructura MTD limitados lateralmente por fallas transcurrentes (Alsop y Marco, 2011). Sin embargo, se observa que los *pop-ups* se arquean y se amoldan en sentido opuesto sobre la zona no deformada, de una manera muy similar a los *pop-ups* al sur del *raft* principal, ubicado en el sur del MTD. Por esta razón se interpreta que el borde lateral norte debe estar aún más al norte de la zona mapeada.

También los límites de los diferentes dominios que estructuran el MTD están sujetos a interpretación. Por ejemplo, Reijenstein *et al.* (2020) presenta un esquema del MTD de Sierra Chata con una zona extensional compuesta de *rafts* (dominio traslacional) mucho más amplia, principalmente en el sur del MTD, que interpreta como *rafts* las estructuras del dominio compresional proximal interno. En este trabajo se demuestra que estas estructuras corresponden a *pop-ups* alargados, tanto con datos de sísmica 3D (Figuras 8 y 16) como de pozo (Figura 14). De ser *rafts*, estas estructuras no podrían ser más espesas que el *raft* principal y no mostrarían un aumento de la fracturación en el ápice de la estructura. Cabe destacar que la dirección principal de las estructuras, ya sean extensivas (fallas normales) o las fallas inversas formando los *pop-ups*, es aproximadamente N30°E. En las zonas donde existe un *raft* de geometría triangular, este parece haber actuado de elemento punzante y las estructuras compresivas se amoldan a su geometría frontal curva.

Las estructuras más significativas del dominio compresional proximal son las estructuras de tipo *pop-ups*. Aunque generalmente la nomenclatura estructural reserva el nombre de *pop-ups* a estructuras vinculadas al estilo transcurrente, estas estructuras del MTD compuestas de un par de fallas inversas con un buzamiento muy pronunciado pero opuesto (sintético y antitético) se asemejan a *pop-ups* cuando se ven en corte. En oposición con los *pop-ups* “transpresivos”, los *pop-ups* del MTD presentan una extensión lateral generalmente bastante grande y algunos pueden llegar a tener una relación de aspecto (longitud *versus* ancho) de hasta 22 (Figura 8). Este tipo de *pop-ups* compresivos ya fueron descritos en relación con los MTD, generalmente asociados a un confinamiento frontal importante generados por una rampa frontal muy pronunciada (por ejemplo, Gafeira *et al.*, 2007; Bull *et al.*, 2009; Nugraha *et al.*, 2020). Eso resalta la importancia del mapeo de la rampa frontal en el mapa de riesgo (Figura 15).

Internamente el subdominio compresional proximal muestra una subdivisión areal clara entre *pop-ups* sintéticos y antitéticos (límite PISA, Figura 8). Se interpreta la formación de los *pop-ups* sintéticos como la expresión de la deformación compresiva en la zona de acumulación sin tener una zona de confinamiento importante. Por otro lado, los *pop-ups* antitéticos serían el resultado del confinamiento estructural debido a la presencia de la rampa frontal.

Las fallas inversas del subdominio compresional distal han sido interpretadas como sintéticas en la parte norte del MTD (ver figuras 9-XS-3 y XS4) y como antitéticas en la parte sur (ver figuras 9, XS-1 y XS-2). Esta interpretación se fundamenta principalmente en la orientación de los pliegues asociados a estas estructuras. Sin embargo, se reconoce que estas estructuras en el subdominio compresional distal están al límite de la resolución de la sísmica 3D de Sierra Chata. Esta interpretación podría ser modificada con datos sísmicos de mejor resolución.

Dimensiones del MTD

Si bien no se puede tener una medición completa del ancho del MTD por no tener la ubicación precisa del borde lateral norte, se conoce una medición del área mínima donde se desarrolla la mega-estructura: 600 km². En relación con la longitud, el mapeo muestra que el valor máximo está en el sur de la estructura, en la zona C (Figura 6): 24 km desde el borde de la escarpa inicial (borde exterior del dominio extensional) hasta la emergencia frontal que define el borde exterior del dominio compresional. El gráfico de la figura 18 ubica el MTD de Sierra Chata dentro la nube de puntos correspondiendo a 329 MTD medidos en diferentes partes del mundo, en diferentes contextos tectónicos y sedimentarios (Moscardelli y Woods, 2015; Gamboa *et al.*, 2020). Es remarcable la correlación obtenida entre área y longitud para todos estos MTD, por presentar un valor de 0,90 para el R². Se utiliza este resultado como una prueba de robustez y coherencia de la interpretación presentada en este trabajo.

Mecanismo disparador

Moscardelli y Woods (2015) utilizan la morfometría de los MTD para discriminar dos grandes categorías de MTD según su mecanismo disparador: (1) los *detached* MTD, controlados por inestabilidades gravitacionales localizadas (por ejemplo, inestabilidad de la parte alta del talud) y (ii) los *attached* MTD, controlados por procesos extracuencales (por ejemplo, terremotos y tectonismo) (Figura 18). Según este tipo de análisis el MTD de Sierra Chata sería originado por un proceso extracuenal. Chilet *et al.* (2011) interpreta que la deformación de sedimentos no-consolidados observadas en las microbitas de la base de la formación Vaca Muerta fue inicia-

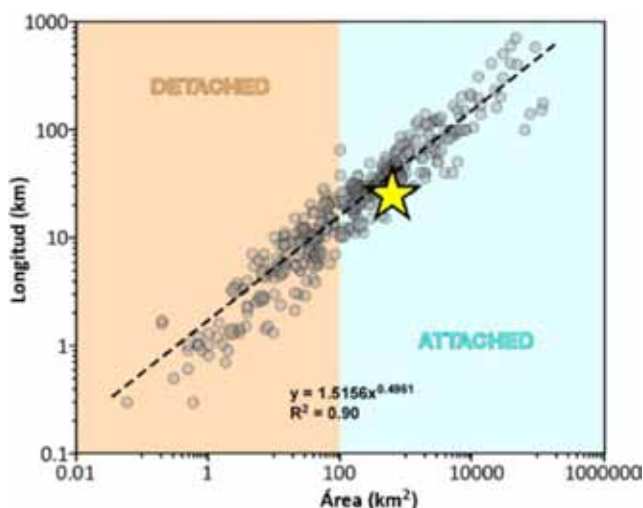


Figura 18. Dimensiones del MTD de Sierra Chata (estrella amarilla) en relación con otros MTD descritos en la literatura. Gráfico área versus longitud: círculos grises: datos de MTD de Moscardelli y Wood (2015) y de Gamboa *et al.* (2020). Áreas: dominios de ocurrencia de los *detached* MTD (naranja) y de los *attached* MTD (azul).

da por medio de terremotos. Si bien los afloramientos de la formación Vaca Muerta analizados por Chilevert *et al.* (2011) están ubicados en el extremo norte de la cuenca Neuquina, en la provincia de Mendoza, estructuras similares en tamaño y estilo fueron observadas en la misma posición estratigráfica (base de la formación, figura 3-foto 1) en el afloramiento de Mallín Quemado Norte (Sierra de la Vaca Muerta) ubicado al sur del MTD de Sierra Chata (Figura 2). Por otro lado, Reijenstein *et al.* (2020) menciona que el principal mecanismo involucrado en la generación de las estructuras de tipo *slump* en el subsuelo parece estar relacionado a flujos densos gravitacionales y a la sobrecarga de sedimentos, ya que ocurren principalmente dentro los *foresets* y *bottomsets* presentes en las zonas de talud de las clinofomas. En los afloramientos las estructuras más parecidas al MTD de Sierra Chata se observan en el Miembro Huncal, en la parte superior de la formación Vaca Muerta (Leanza *et al.*, 2003) (Figura 3). La interpretación genética de estas estructuras de tipo *slump* de escala decamétrica observadas en el Miembro Huncal varían según los autores: actividad sísmica según Spalletti *et al.* (2008). desestabilización del talud de la plataforma como consecuencia de las variaciones relativas del nivel del mar para Kietzmann y Vennari (2013). Siguiendo la metodología en tres fases propuesta por Owen *et al.* (2011) para identificar los mecanismos disparadores de las deformaciones de sedimentos poco consolidados, se infiere por los tipos de facies encontrados dentro del MTD, su posición estratigráfica dentro el sistema de clinofomas, las paleopendientes de los taludes que indican alta tasa de sedimentación, la actividad tectónica y volcánica de la cuenca durante la deposición de la formación Vaca Muerta, que el MTD se generó probablemente por una combinación de mecanismos disparadores endógenos (inestabilidad de los sedimentos en el talud) y exógenos (terremotos).

Conclusiones

Se definieron dominios estructurales dentro de la megaestructura de *mass-transport deposits* (MTD) de Sierra Chata en relación con sus características principales: (i) un dominio extensional afectado por fallas normales lítricas que se conectan entre ellas para formar escarpas; (ii) un dominio traslacional es caracterizado por estructuras de tipo *raft* y presenta geometría triangular en el sur y el norte del MTD; y (iii) un dominio compresional presenta una variedad de estructuras compresivas, como *pop-ups* asimétricos sintéticos y antitéticos (que depende de la vergencia de la estructura) y fallas inversas. Por presentar arealmente diferencias estructurales notables, el dominio compresivo fue subdividido en distal (fallas inversas antitéticas) y proximal (*pop-ups*), separado por la presencia de una rampa frontal. Este último también fue subdividido en interno y externo por presentar *pop-ups* sintéticos y antitéticos, respectivamente. Se caracteriza-

ron los rasgos estructurales de cada subdominio.

Para cada dominio, subdominio y zona, se midieron espesor, áreas y longitud. Se estimaron los riesgos operacionales asociados al MTD en el área de Sierra Chata para los proyectos *shale* con objetivos en la sección Enriquecida inferior de la formación Vaca Muerta: (i) los subdominios compresionales proximales presentan el riesgo operacional más grande por ser los más deformados; (ii) los dominios extensional y traslacional presentan un riesgo operacional moderado por presencia de fallas, al igual que los subdominios compresionales distales centrales; y (iii) los subdominios compresionales distales laterales presentan un riesgo muy reducido.

Se interpreta que la estructura de tipo MTD de Sierra Chata sería originada por una combinación de mecanismos disparadores endógenos (inestabilidad de los sedimentos en el talud) y exógenos (terremotos).

Agradecimientos

Agradecemos a las autoridades de Pampa Energía S.A. y Mobil Argentina S.A. por permitir la publicación de este trabajo. A los revisores Ricardo Fabián Domínguez y Walter Brinkworth quienes permitieron mejorar sustancialmente la calidad de este manuscrito.

Referencias bibliográficas

- Alsop, G. I., & S. Marco. (2011). Soft-sediment deformation within seismogenic slumps of the Dead Sea Basin: *Journal of Structural Geology*, 33(4), 433-457.
- Alsop, G. I. y Marco, S. (2012). Tsunami and seiche-triggered deformation within offshore sediments. *Sedimentary Geology*, 261-262, 90-107. doi:10.1016/j.sedgeo.2012.03.013
- Alsop, G. I., Marco, S., Weinberger, R., Levi, T. (2016). Sedimentary and structural controls on seismogenic *slumping* within mass transport deposits from the Dead Sea Basin. *Sedimentary Geology*, 344, 71-90. <http://dx.doi.org/10.1016/j.sedgeo.2016.02.019>
- Alsop, G. I., Marco, S., Levi, T., Weinberger, R. (2017). Fold and thrust systems in Mass Transport Deposits. *Journal of Structural Geology*, 94, 98-115.
- Alves, T. M. y Gamboa D. (2020). Mass-Transport Deposits as Markers of Local Tectonism in Extensional Basins. En Ogata, K., Festa, A., Pini, G. A. (eds.). Submarine Landslides: Subaqueous Mass Transport Deposits from Outcrops to Seismic Profiles, *Geophysical Monograph*, 246, 71-90.
- Armandita, C., Morley, C. K., Rowell, P. (2015). Origin, structural geometry, and development of a giant coherent slide: The South Makassar Strait mass transport complex. *Geosphere*, 11, 2, 376-403, doi:10.1130/GES01077.1
- Arregui, C. (2014, 3-7 November). Ciclos depositacionales de las Fms Quintuco y Vaca Muerta: génesis y evolución. Área central - Cuenca Neuquina. 9° Congreso

- de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Trabajos Técnicos II: IAPG, Mendoza, Argentina.
- Bhatnagar, P., Verma, S., Bianco, R. (2019). Characterization of mass transport deposits using seismic attributes: Upper Leonard Formation, Permian Basin. *Interpretation*, 7, 4, 1-14. [http:// dx.doi.org/10.1190/INT-2019-0036.1](http://dx.doi.org/10.1190/INT-2019-0036.1)
- Benvenuti, A., Kombrink, H., ten Veen, J.H., Munsterman, D.K., Bardi, F. y Benvenuti, M. (2012). Late Cenozoic shelf delta development and Mass Transport Deposits in the Dutch offshore area - results of 3D seismic interpretation. *Geologie en Mijnbouw*, 91, 4, 591-608.
- Bull, S., Cartwright, J. y Huuse, M. (2009). A review of kinematic indicators from mass-transport complexes using 3D seismic data. *Marine and Petroleum Geology*, 26, 1132-1151.
- Cardona, S., Wood, L. J., Dugan, B., Jobe, Z., Strachan, L. J. (2019). Characterization of the Rapanui mass-transport deposit and the basal shear zone: Mount Messenger Formation, Taranaki Basin, New Zealand. *Sedimentology*, 67, 2111-2148. doi: 10.1111/sed.12697
- Desjardins, P., Fantín, M., González Tomassini, F., Reijenstein, H., Sattler, F., Domínguez, F., Kietzmann, D., Leanza, H., Bande, A., Benoit, S., Borgnia, M., Vittore, F., Simo, T. y Minisini, D. (2016). Estratigrafía Sísmica Regional. En G. González, Vallejo, M. D., Kietzmann, D., Marchal, D., Desjardins, P., González Tomassini, F., Gómez Rivarola, L. y Domínguez, R.F. (eds.). *Transecta Regional de la Formación Vaca Muerta. Integración de sísmica, registros de pozos, coronas y afloramientos. Publicación especial del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG).*
- Domínguez, R. F., Reijenstein, H.M., Köhler, G., Sattler, F., y Borgnia, M. (2017, 7-11 August). Distribución regional de quiebres de clinoformas del Sistema Vaca Muerta Quintuco: 20° Congreso Geológico Argentino, San Miguel de Tucumán, Argentina.
- Farrell, S. G. y Eaton, S. (1988). Foliations developed during slump deformation of Miocene marine sediments, Cyprus. *Journal of Structural Geology*, 10, 6, 567-576.
- Gafeira, J., Bulat, J. y Evans, D. (2007). The southern flank of the Storegga Slide: imaging and geomorphological analysis using 3D seismic. En Lykousis, V., Sakellariou, D. y Locat, J. (eds.). *Submarine Mass Movements and their Consequences*, 3 International Symposium, Springer, 57-65.
- Galloway, W. E. y D. K. Hobday. (1996). Terrigenous clastic depositional systems. Applications to fossil fuel and groundwater resources, 2nd ed., Springer-Verlag, Berlin Heidelberg, 489. DOI: 10.1007/978-3-642-61018-9.
- Gamboa, D., Alves, T., Cartwright, J., Terrinha, P. (2010). MTD distribution on a 'passive' continental margin: The Espírito Santo Basin (SE Brazil) during the Palaeogene. *Marine and Petroleum Geology*, 27, 1311-1324.
- Gamboa, D., Alves, T. M. y Omosanya, K. O. (2020). Style and Morphometry of Mass-Transport Deposits Across the Espírito Santo Basin (Offshore SE Brazil). En Ogata, K., Festa, A., Pini, G. A. (eds), *Submarine Landslides: Subaqueous Mass Transport Deposits from Outcrops to Seismic Profiles, Geophysical Monograph* 246, 227-246.
- Ganguí, A. y Grausem, M. (2014, 3-7 November). Tectonismo y estilos estructurales en el Engolfamiento Neuquino: implicancias en la interpretación de las fracturas monitoreadas por microsísmica en la formación Vaca Muerta. En Galeazzi, S., González, G., San-tiago, M., García, D., Maschio, L., González, R. y Ramírez Martínez, J. (eds.). *Simposio de Recursos No Convencionales: 9° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos: IAPG, Mendoza, Argentina.*
- González, M., Vallejo, D., Kietzmann, D., Marchal, D., Desjardins, P., González Tomassini, F., Gómez Rivarola, L., y Domínguez, R.F. (eds.). (2016). *Transecta Regional de la Formación Vaca Muerta. Integración de sísmica, registros de pozos, coronas y afloramientos. Publicación especial del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG).*
- Harris, R., Bracken, K., Miller, B., Angelovich, S. y O'Toole, T. (2019). Subseismic Fault Identification Using the Fault Likelihood Attribute: Application to Geosteering in the DJ Basin. *Unconventional Resources Technology Conference (URTEC)*, Denver, Colorado, USA. DOI 10.15530/urtec-2019-602
- Kietzmann, D. A. y Vennari, V. V. (2013). Sedimentología y estratigrafía de la Formación Vaca Muerta (Tithoniano-Berriasiano) en el área del Cerro Domuyo, norte de Neuquén, Argentina, *Andean Geology*, 40, 1, 41-65.
- Kneller, B., Dykstra M., Fairweather L., y Milana, J.P. (2016). Mass-transport and slope accommodation: Implications for turbidite sandstone reservoirs. *AAPG Bulletin*, 100, 2, 215-235.
- Le Friant, A., Lebas, E., Brunet, M., Lafuerza, S., Hornbach, M., Coussens, M., Watt, S., Cassidy, M., Talling, P. J. & IODP 340 Expedition Science Party. (2020). En Ogata K., Festa, A., Pini, G. A. (eds.). *Submarine Landslides: Subaqueous Mass Transport Deposits from Outcrops to Seismic Profiles, Geophysical Monograph*, 246, 277-297.
- Le Goff, J., Slooman, A., Mulder, T., Cavailles, T., Ducassou, E., Hanquiez, V., Jaballah, J., Reijmer, J. J. G. (2020). On the architecture of intra-formational Mass-Transport Deposits: Insights from the carbonate slopes of Great Bahama Bank and the Apulian Carbonate Platform. *Marine Geology*, 427. <https://doi.org/10.1016/j.mar-geo.2020.106205>
- Leanza, H. A., Hugo, C. A., Repol, D. y Salvarredy Aranguren, M. (2003). Miembro Huncal (Berriasiano inferior): un episodio turbidítico en la Formación Vaca Muerta, Cuenca Neuquina, Argentina: *Revista de la Asociación Geológica Argentina*, 58, 2, 248-254.

- Marchal, D., Sattler, F. y Köhler, G. (2016). Sierra Chata, En González, G., Vallejo, M. D., Kietzmann, D., Marchal, D., Desjardins, P., González Tomassini, F., Gómez Rivarola, L. y Domínguez, R. F. (eds.). *Transecta Regional de la Formación Vaca Muerta. Integración de sísmica, registros de pozos, coronas y afloramientos*. Publicación especial del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG), Buenos Aires, Argentina, 155-167.
- Martín Chilevet, J., Palma, R. M., López-Gómez, J. y Kietzmann, D. A. (2011). Earthquake-induced soft-sediment deformation structures in Upper Jurassic open-marine microbialites (Neuquén Basin, Argentina). *Sedimentary Geology*, 235, 210-221.
- Moscardelli, L. y Wood, L. (2008). New classification system for mass transport complexes in offshore Trinidad. *Basin Research*, 20, 1, 73-98. doi: 10.1111/j.1365-2117.2007.00340.x
- Moscardelli, L. y Wood, L. (2015). Morphometry of mass-transport deposits as a predictive tool: GSA Bulletin, 128, 1-2, 47-80. doi: 10.1130/B31221.1
- Moscardelli, L., Wood, L. y Mann, P. (2006). Mass-transport complexes and associated processes in the offshore area of Trinidad and Venezuela. *AAPG Bulletin*, 90, 7, 1059-1088.
- Minisini, D. y Trincardi, F. (2009). Frequent failure of the continental slope: The Gela Basin (Sicily Channel). *Journal of Geophysical Research*, 114, F03014. doi:10.1029/2008JF001037
- Notta, R., Davogusto, O., Desjardins, P. y Williams, B. (2017, 7-11 de agosto). *Slump* deposits identification in low angle carbonate ramp settings, Cruz de Lorena, Neuquén Basin, Argentina: Towards an integrated model explaining anomalous water recovery and poor well performance: Actas del 20° Congreso Geológico Argentino, San Miguel de Tucumán, Argentina, 91-96.
- Nugraha, H. D., Jackson, C. A. L., Johnson, H. D. y Hodgson, D. M. (2020). Lateral variability in strain along a mass-transport deposit (MTD) toewall: a case study from the Makassar Strait, offshore Indonesia. *Journal of the Geological Society*, 177, 1261-1279. doi: https://doi.org/10.1144/jgs2020-071
- Ogata, K., Mountjoy, J. J., Pini, G. A., Festa, A., Tinterri, R. (2014). Shear zone liquefaction in mass transport deposit emplacement: a multi-scale integration of seismic reflection and outcrop data, *Marine Geology*, 356, 50-64. Doi: 10.1016/j.margeo.2014.05.001
- Ogata, K., Festa A., Pini, G. A. (eds.). (2020a). Submarine Landslides. Subaqueous Mass Transport Deposits from Outcrops to Seismic Profiles. *Geophysical Monograph Series*. 246.
- Ogata, K., Festa, A., Pini, G. A., Alonso, J. L. (2020b). Submarine Landslide Deposits in Orogenic Belts: Olistostromes and Sedimentary Mélanges. En Ogata K., Festa, A., Pini, G. A., (eds.). *Submarine Landslides: Subaqueous Mass Transport Deposits from Outcrops to Seismic Profiles*, *Geophysical Monograph*, 246, 3-26.
- Owen, G., Moretti, M., Alfaro, P. (2011). Recognising triggers for soft-sediment deformation: Current understanding and future directions. *Sedimentary Geology*, 235, 133-140.
- Passey, Q. R., Creaney, S., Kulla, J. B., Moretti, F. J. & Stroud, J.D, 1990. A practical model for organic richness from porosity and resistivity logs. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 74, 1777- 1794.
- Pose, F., Gangui, A. y Galeazzi, S. (2014, 3-7 November). Estratigrafía secuencial del intervalo Quintuco-Vaca Muerta en el engolfamiento Neuquino, Cuenca Neuquina, Argentina. En Galeazzi, S., González, G., Santiago, M., García, D., Maschio, L., González, R. y Ramírez Martínez, J. (eds.). *Simposio de Recursos No Convencionales, 9° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos: IAPG, Mendoza, Argentina, , 211-229.*
- Puga-Bernabéu, A., Webster, J. M., Beaman, R. J., Thran, A., López-Cabrera, J., Hinestrosa, G, y Daniell, J. (2020). Submarine Landslides Along the Mixed Siliciclastic-Carbonate Margin of the Great Barrier Reef (Offshore Australia). En Ogata K., Festa, A., Pini, G. A. (eds.). *Submarine Landslides: Subaqueous Mass Transport Deposits from Outcrops to Seismic Profiles*, *Geophysical Monograph*, 246, 313-337.
- Reijenstein, H., Lanusse, I., Oviedo, P., Licitra, D., Sotelo, D., Vittore, F., Quiroga, J. y González Tomassini, F. (2017, 7-11 August). ¿Deslizamientos en Vaca Muerta? Observaciones e integración de datos sísmicos, pozo y coronas en el Yacimiento Loma Campana, Cuenca Neuquina, Argentina: 20° Congreso Geológico Argentino, San Miguel de Tucumán, Argentina.
- Reijenstein, H. M., Posamentier, H. W., Bande, A., Lozano, F. A., Domínguez, R. F., Wilson, R., Catuneanu, O. y Galeazzi, S. (2020). Seismic geomorphology, depositional elements, and clinof orm sedimentary processes: Impact on unconventional reservoir prediction. En Minisini, D., Fantín, M., Lanusse, I., Leanza, H. (eds.). *Integrated geology of unconventional: The case of the Vaca Muerta play, Argentina*, *AAPG Memoir* 121, 237-266.
- Shuxin Pan, Liu, C., Li, X., Liang, S., Chen, Q., Zhang, W., Zhang, S. (2020). Giant sublacustrine landslide in the Cretaceous Songliao Basin, NE China. *Basin Research*, 31, 1066-1082. doi: 10.1111/bre.12357
- Spalletti, L. A., Veiga, G. D., Schwarz, E. y Franzese, J. (2008). Depósitos de flujos gravitacionales subacuáticos de sedimentos en el flanco activo de la Cuenca Neuquina durante el Cretácico temprano, *Revista de la Asociación Geológica Argentina*, 63, 3, 442-453.
- Strachan L. J. y Alsop, G. I. (2006). *Slump* folds as estimators of palaeoslope: a case study from the Fishers-treet *Slump* of County Clare, Ireland. *Basin Research*, 18, 451-470. doi: 10.1111/j.1365-2117.2006.00302.x

Hacia un sistema inteligente de etiquetado en eficiencia energética

Por *Braian Jullier, Roberto Prieto y Salvador Gil (Universidad Nacional de San Martín - UNSAM) e Italo Bove Vanzulli (Universidad de la República, Uruguay, UDELAR)*

Estas etiquetas son una de las herramientas de mayor potencialidad para reducir los consumos energéticos, mitigar las emisiones de carbono, mejorar la seguridad energética y ampliar la inclusión. En este trabajo discutimos un esquema simple y de bajo costo para que los usuarios puedan hacer una elección racional de los artefactos de uso doméstico.

La energía es esencial para el bienestar de las sociedades y el desarrollo humano. Sin embargo, disponer de energía no representa un fin en sí mismo, sino un vehículo que permite acceder a múltiples servicios necesarios para mejorar nuestra calidad de vida, como iluminación, transporte, calefacción, etc. El uso racional y eficiente de la energía (UREE) consiste en lograr estos servicios usando la menor cantidad de energía posible. Así, el UREE se convierte en una herramienta tanto para mitigar la pobreza como las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI)^{1, 2, 3}.

En los ámbitos especializados y en las agencias internacionales ligadas con la energía y la sostenibilidad, hay un consenso generalizado: el UREE es una de las herramientas más efectivas y de menor costo para abordar los desafíos relacionados

con el cambio climático, la seguridad energética, la inclusión energética y el desarrollo económico⁴.

El UREE es percibido como una pieza clave para desvincular el crecimiento económico del incremento del consumo de energía y sus consecuentes emisiones. No obstante, este generalizado reconocimiento en muchos países, y en especial en aquellos de menor desarrollo, sigue siendo uno de los recursos menos conocidos y usados, no solo por la población en general, sino también por muchos tomadores de decisiones. Es así como el UREE quizás sea el recurso energético con mayor potencialidad y menor conocimiento y comprensión por la población en general y muchas veces olvidado por las políticas públicas en general⁵.

En el mundo se han desarrollado varias estrategias para estimular un uso más eficiente de la energía. Una

de estas herramientas es el Etiquetado de Eficiencia Energética (EEE) de artefactos domésticos, que en varios países se indica con una letra. En general, la letra A identifica los más eficientes y las letras subsiguientes a los menos eficientes. De este modo, a la hora de elegir un determinado dispositivo (electrodoméstico o gasodoméstico), el usuario dispone de una información confiable que le permite elegir el artefacto de menor consumo de manera muy simple. Los consumidores, naturalmente, demandan artículos más eficientes, y los fabricantes comienzan a utilizar la eficiencia como una herramienta de marketing. Por lo cual, se genera un círculo virtuoso que estimula el desarrollo de mejores productos y más eficientes. Múltiples experiencias internacionales indican que ese corrimiento hacia la calidad en general baja los precios de los artefactos,



lo cual resulta en beneficio adicional para los usuarios⁵. El objetivo de este trabajo es analizar modos de hacer

que las EEE puedan proveer más información de utilidad al usuario, de modo de incrementar su potenciali-

dad y utilidad, para que las personas comunes puedan tomar decisiones más racionales y sostenibles a la hora de comprar artefactos de uso domésticos. En ese sentido, el concepto de costo nivelado (CN)⁶, puede ser un elemento de mucha utilidad cuando el Estado y las empresas privadas realicen licitaciones que privilegien la sostenibilidad económica y ambiental simultáneamente.

Para poder utilizar eficazmente las EEE como herramienta de sostenibilidad, es preciso y fundamental conocer su significado y comprender la información contenida en ellas. Así, la primera barrera es la falta de información y conocimiento sobre la EEE⁶.

Criterio de elección de un electrodoméstico: según varios relevamientos sobre el nivel de conocimiento de la población sobre el saber y uso de las EEE, los resultados

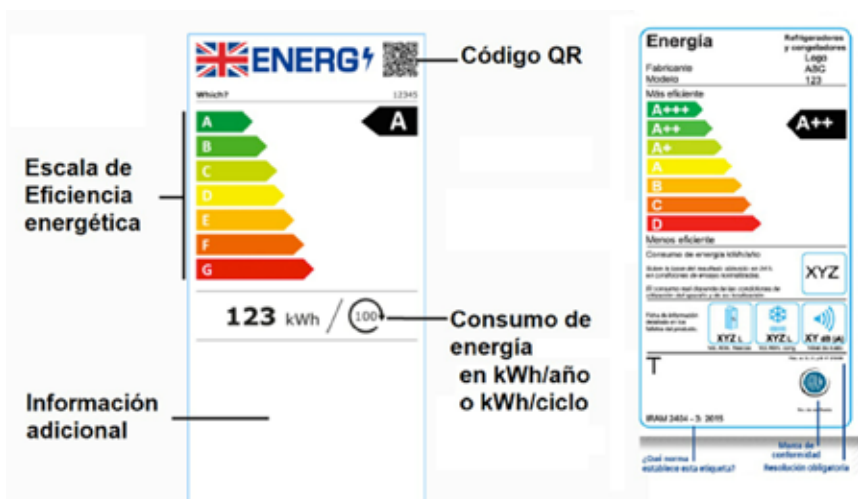


Figura 1. Distintos modelos de etiquetas de eficiencia energética (EEE). A la izquierda, modelo de EEE del Reino Unido, con código QR. A la derecha, EEE para heladeras de Argentina). En la mayoría de las etiquetas también se indican el consumo medio anual, o por ciclo de uso, medidos en condiciones de ensayo que simulan el uso característico en casa país, así como niveles de ruido, tipo de equipos, etc.

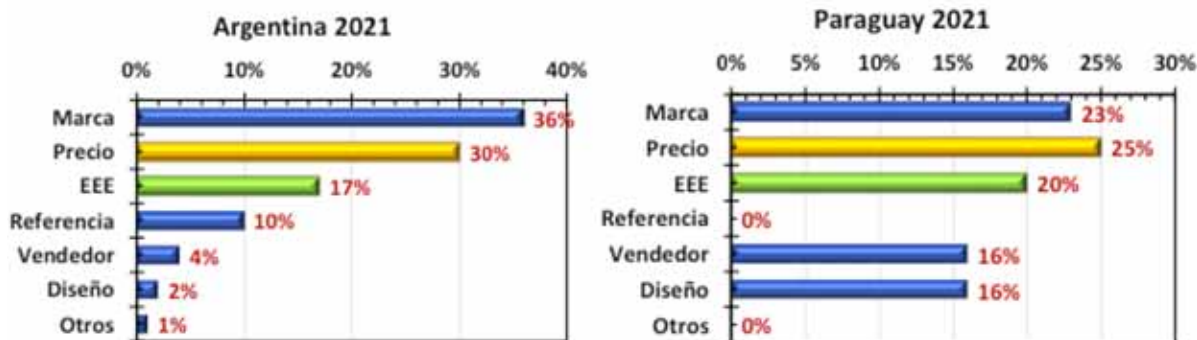


Figura 2. Panel izquierdo, resultados para AMBA, todos los sectores sociales analizados⁸. Panel derecho, resultados de Paraguay para todos los sectores sociales. Al comprar un electrodoméstico, ¿por qué razón la elige? La EE queda en 3º lugar. Tanto en Argentina como Paraguay, la selección de un artefacto principalmente por la EE o la información de las EEE aparece en tercer lugar de preferencias.

no son alentadores^{7, 8}. Al momento de seleccionar los criterios generales de elección de un electrodoméstico, la confianza en la marca resulta ser la principal preocupación de los compradores en la Argentina. En segundo lugar, el precio y solo en tercer lugar (un 17%) la EE. En Paraguay¹² se ve un comportamiento similar. Lo importante es que tanto en Argentina como en Paraguay la elección de compra de un artefacto, basada principalmente en la información suministrada por la EEE ocupa el tercer lugar.

En la figura 2 se da cuenta de resultados muy ilustrativos respecto de una importante barrera a la EE; es decir, de la falta de conocimiento y uso de las EEE. Estos resultados indican que menos del 20% de los encuestados, utilizan la información de la EEE como una opción de importante de compra de un artefacto. Coincidentes con otros estudios pre-

vios que ubican este ítem como un parámetro de selección con proporciones inferiores al 30%⁸.

En la figura 3 podemos ver que alrededor del 47% *no conoce o no entiende la etiqueta de eficiencia energética*. También se suma un 5% que cree entenderla, pero que en realidad no parece entenderla porque responde mal la pregunta sobre el significado y la información que brinda la etiqueta. En otras palabras, *solo 48% de los encuestados parece conocerla y entenderla*, aunque no siempre la utiliza, como se observa en la figura 2.

Para poder extraer más ventajas de la EEE, es crucial que los consumidores conozcan y entiendan la ventaja de adquirir equipos eficientes y que comprendan la información de estas etiquetas. En general las etiquetas, además de las letras que comparan la eficiencia distintos artefactos del mismo tipo, contienen información del consumo energético, anual,

mensual o por ciclo de uso del equipo. A partir de esta información es posible conocer el impacto que puede tener comprar un equipo u otro. Sin embargo, dado que en general existen distintos equipos, que pueden ser diferentes y usar distintos insumos energéticos, pero que brindan el mismo servicio (cocción, calentamiento de agua sanitaria, calefacción, etc.), no resulta simple para los usuarios poder evaluar las ventajas económicas y medioambientales de adquirir un equipo u otro, es decir, las EEE brindan una información útil pero incompleta.

Por ejemplo, una cocina a gas tiene una EEE que *no es comparable* con una EEE de una cocina eléctrica. Lo mismo pasa con equipos de agua caliente sanitaria (ACS): Las EEE de calefones a gas, termotanques a gas o termotanques eléctricos, a pesar de prestar el mismo servicio, no son compatibles entre ellas, lo que vuelve imposible para los usuarios comparar cuál es la mejor opción. Lo mismo ocurre si se desea comparar con un sistema solar de calentamiento de agua⁷.

Así surgen varias preguntas que es necesario investigar para evaluar la efectividad de las EEE:

- ✓ ¿Cuál es el nivel de conocimiento por parte de la población en general de las EEE?
- ✓ ¿Hay diferencias significativas de estos conocimientos entre distintos grupos socioeconómicos?
- ✓ ¿Cuál es el porcentaje de los usuarios que usan la información contenida en las EEE para decidir sus compras?
- ✓ ¿Conocen los usuarios las venta-

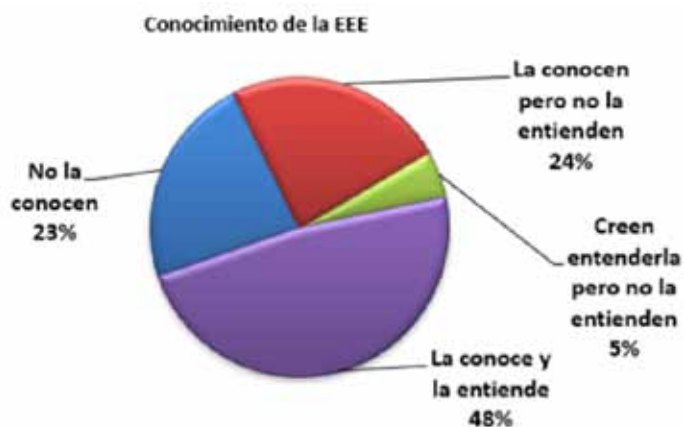


Figura 3. Fuente de elaboración propia en base al resultado de las encuestas sobre conocimiento de las EEE. ¿Conoce la etiqueta de eficiencia energética?⁸.

jas económicas que les aporta la Eficiencia Energética (EE) a nivel familiar?

- ✓ ¿Cuál es la percepción más difundida de las ventajas de la EE?, ¿ambiental?, ¿económica?
- ✓ ¿Cuál el grado de confianza de las etiquetas por parte de la población?

En la Argentina, al igual que en otros países de la región, los sectores de bajo nivel socioeconómicos sufren la escasez de recursos económicos y disponen de pocos conocimientos e información en materia de UREE. Además, generalmente carecen de recursos económicos y de herramientas de financiamiento disponibles para la adquisición de nuevos equipos. Por lo que, al momento de acceder a la compra de equipos más eficientes eligen no comprarlos y deciden el artefacto a adquirir por su costo inicial. A veces, un mayor costo está asociado con la idea de un artefacto más lujoso, en vez de uno más eficiente. Es posible que estos tres elementos: económico, financiero y percepción sean unas de las barreras para mejorar la calidad de los servicios energéticos en la población⁸.

Por su parte, la renovación del parque de artefactos en uso, hacia otros de mayor eficiencia, se ve limitado por la fuerte presencia de un mercado secundario de equipamientos usados o de segunda mano en general con precios iniciales más accesibles. Aquí la barrera impuesta por el trío formado por (i) falta de conocimiento de las ventajas de la eficiencia; (ii) la carencia de programas de estímulos y financiación de equipos más eficientes; y (iii) la situación de estrechez económica de muchas familias, constituyen una barrera muy fuerte y costosa de penetrar^{9,10}.

Conocer estas barreras e implementar formas de superarlas es clave para la implementación de políticas activas conducentes a la reducción de emisiones de carbono.

Barreras económicas: no siempre las personas disponen de suficientes recursos económicos para realizar los cambios necesarios de equipos o comprar los más eficientes. Muchos usuarios, en especial las

de menores recursos, por lo general optan por lo que es más barato y fácil de adquirir, sin que otra consideración pueda tenerse en cuenta. Esta es quizás una de las principales razones que los impulsa hacia el mercado de segunda mano.

Barreras financiamiento: muchas veces, no existen programas de financiamiento suficientes o accesibles para que las personas puedan tener acceso a los equipos que son los más sustentables. En muchos países para acceder a un plan de financiación se requiere estar bancarizado o disponer de tarjetas de créditos. Estos requisitos no siempre son accesibles para las personas de bajos recursos o con trabajos informales tan frecuentes en América Latina. A veces no hay tasas convenientes o preferenciales para la adquisición de productos más eficientes. Esta barrera se vuelve muy importante cuando se realizan cambios de equipos costosos, como heladeras, calefones, mejoras en las viviendas, etc. Desde ya, esta barrera afecta especialmente a los sectores de menores ingresos, que, por lo general, no tiene tarjetas de créditos, y al no tener una fuente de ingresos asegurada a fin de mes, debido a la informalidad de sus oficios, dificulta aún más el acceso a líneas convencionales de financiación.

Barreras asociadas al cambio (aversión al riesgo): esta barrera surge de la intersección entre la psicología y la economía, y está asociada a la *aversión al riesgo* que implica hacer cambios en pos de lograr un beneficio futuro, quizás mayor a través de la eficiencia energética. Visto desde el punto de vista de una transacción económica, cambiar un artefacto, por ejemplo, una heladera o un calefón, implica invertir ahora para obtener un beneficio futuro¹¹. De modo análogo a comprar un bono o una acción. El usuario debe invertir una suma de dinero, para tal vez recuperarlo a largo plazo. Además, en sectores de bajos ingresos, este riesgo es comparativamente más significativo. El esfuerzo de hacer un desembolso en el presente es en sí dificultoso, por lo que renuncian al potencial beneficio.

Barreras asociadas a los precios de la energía: los precios de la energía constituyen otro problema importante. En muchos países, para evitar que el precio de la energía genere problemas sociales, o que estos impacten en la inflación, los gobiernos subsidian la energía. Este tipo de políticas suelen perdurar por largos períodos, como ocurre en la Argentina con posterioridad al año 2000. Esto envía un mensaje a los usuarios que no es necesario ahorrar energía. Asimismo, vuelve innecesarias o poco convenientes posibles mejoras en eficiencia, ya que el beneficio económico resulta despreciable frente a las inversiones iniciales en nuevos equipos¹².

Barreras de información y conocimiento: en ocasiones no hay programas educativos que comuniquen correctamente los beneficios de adquirir nuevos equipos más eficientes. A veces los usuarios no comprenden el significado de la etiqueta de eficiencia energética, o no distinguen sobre si es un elemento confiable o una simple señal de marketing. Otras veces, la información en la etiqueta no es suficientemente clara para que los usuarios cambien la elección del artefacto⁸.

Asimismo, la tendencia a acudir a mercados de segunda mano puede constituir un importante desafío al objetivo de eficientizar los equipos de uso doméstico, es necesario conocer mejor la magnitud de este mercado y cuán prevalente es en los sectores de menores recursos.

Existen varios estudios que describen la potencialidad y las barreras de la Eficiencia Energética (EE) en Latinoamérica^{13, 14}. Remitirse a un valioso trabajo que se realizó en Argentina en 2017, «Estudio de Medición de Impacto de Etiqueta de Energía» por la Fundación Vida Silvestre Argentina (FVSA)⁸.

Costo nivelado

Existen muchos artefactos domésticos destinados a brindar un mismo servicio (cocción, calentamiento de agua, calefacción, etc.) que pueden usar distintos vectores o insumos energéticos para su fun-

cionamiento. A los usuarios se les presenta una gran confusión y ambigüedad cuando desean hacer una selección respecto a qué equipo es más conveniente tanto en *consumo de energía*, el impacto económico en sus facturas de energía, como en las *emisiones de carbono*. Por ejemplo, típicamente una cocina a inducción tiene una eficiencia cercana al 82% mientras que una cocina a gas natural del 50%¹⁵. Imaginemos que, en la Argentina, un usuario compara las eficiencias y decide cambiar su cocina a gas por una a inducción de mayor eficiencia, en la Argentina una familia típica consume unos 93 m³ (gas natural)/año para cocinar con una cocina a gas, es decir, alrededor de 1 MWh/año. Si se usase una cocina a inducción consumiría, teniendo en cuenta su mayor eficiencia, unos 0,61 MWh de electricidad¹⁵, 7. Como en el AMBA el costo de la electricidad por unidad de energía (kWh) es 3,5 veces mayor a la del gas, sus gastos en combustibles usando la cocina a inducción sería 2,1 (3,5x 0,61) veces mayor. Por otro lado, dado que la intensidad de emisión carbono del gas natural es de 195 kg(CO₂)/MWh y el de la electricidad en promedio en Argentina al año 2021, 297 kg(CO₂)/MWh¹⁶. Así las emisiones de la cocina a gas sería 195 kg(CO₂) y la de inducción de 180 kg(CO₂). La paradoja que se presenta es que este usuario que adquirió una cocina más eficiente y cara comenzará a pagar una tarifa mayor por utilizar este equipo y lo más notable, es que sus emisiones de GEI solo habrán disminuido en un 9%. Esta misma paradoja se presenta en los equipos de calentamiento de agua, calefacción, etc. Además, esta relación de precio y emisiones cambia de una provincia a otra y de país en país. Así es que a nivel internacional existe el mismo problema⁷.

Preconcepto del costo inicial

Como se señaló, un preconcepto generalizado, y más agudizado en los sectores de bajos recursos, es considerar el costo inicial (*Upfront Cost*) del equipo como el principal gasto asociado a ese servicio. Tan arraigada se encuentra esta costumbre y este preconcepto, que aún las compras

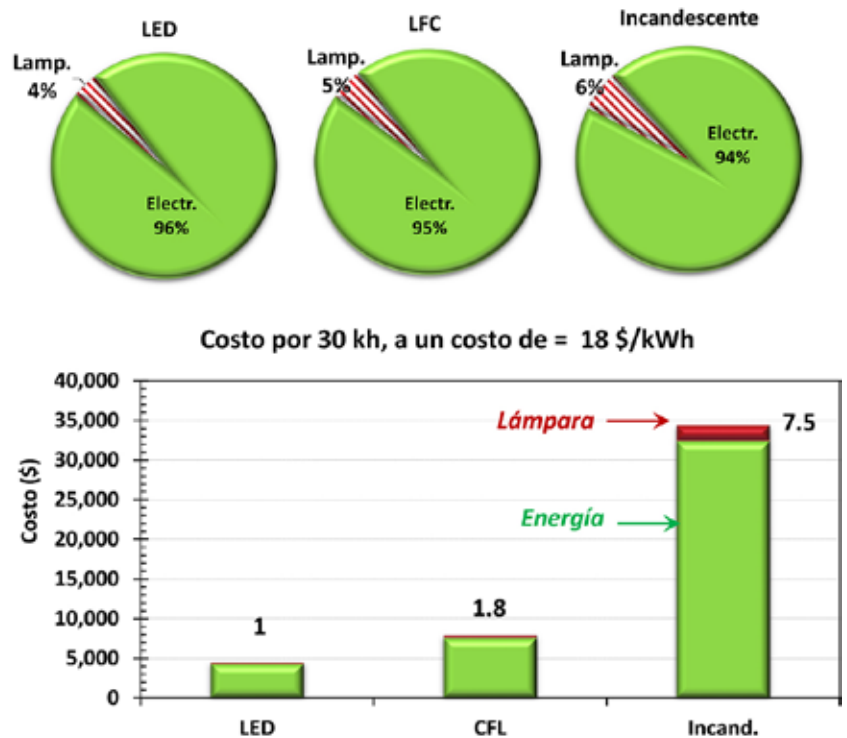


Figura 4. Esquema ilustrativo sobre el costo del servicio de iluminación de una lámpara. En este caso se comparan los costos necesarios para iluminar con ella unas 30.000 horas. Para este cálculo se tomaron los precios de mercado de las lámparas a octubre de 2022 y se supuso un costo de 0,12 USD/kWh~18\$/kWh (oct.2022), que es aproximadamente el valor del kWh sin subsidio en Argentina¹⁶ y que pagan los usuarios de varias provincias de la Argentina. En bordó se representa el costo de las lámparas y en verde el costo de la energía a lo largo de las 30.000 horas. Los números sobre las barras son los costos totales relativo al costo más bajo.

de equipos para la administración pública que realiza el Estado y muchas empresas privadas en Argentina se adjudican por el menor precio del equipo a adquirir.

Sin embargo, esta tendencia “espontánea” o intuitiva de seleccionar un artefacto por su valor inicial es, en general, un criterio poco racional.

En la figura 4, se muestra que, para el caso de las lámparas de iluminación, el mayor gasto a lo largo de su vida útil es el de la energía. El costo del equipo (lámpara) es solo el 4% al 6% del costo total del servicio¹⁷. Se muestra lo inadecuado que es adquirir un equipo considerando solo su valor de compra o costo inicial del equipo.

Costo asociado a motores eléctricos (5HP)

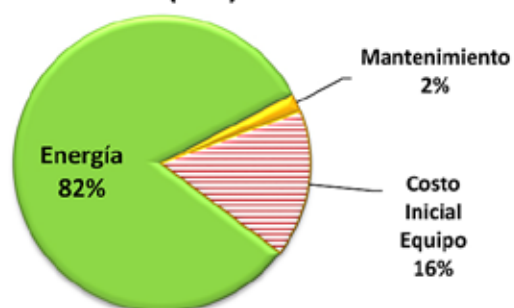


Figura 5. distribución de los costos asociados a motores eléctricos a lo largo de su vida útil. Si bien esta proporción varía con la potencia de estos, el resultado importante es que más del 80% del costo total viene dado por la energía.

Algo similar ocurre con los motores eléctricos en general, parte importante de muchos equipos domésticos. Varios estudios revelan que, a lo largo de su vida útil, el mayor gasto en el servicio de los motores eléctricos es el de la energía. Siendo en general del orden o mayor del 80%¹⁸ (Figura 5).

Una metodología de análisis y comparación de costos asociados a la prestación de un servicio energético puede sintetizarse en un solo indicador de costo: el Costo Nivelado del Servicio Energético (CNdSE) o simplemente el Costo Nivelado (CN)²². El CNdSE es un indicador económico que permite evaluar el costo por cierta unidad de tiempo (mes, día, año, etc.) para obtener un determinado servicio energético; por ejemplo, iluminación con una lámpara, servicio de refrigeración de alimentos con una heladera o nevera, agua caliente sanitaria con un determinado consumo de agua, etc. Este es un concepto similar al que se conoce en la generación eléctrica como Costo Nivelado de la Energía (LCoE)¹⁹, que permite comparar el costo necesario para generar un MWh de electricidad con diferentes tecnologías. De manera análoga, el CNdSE permite establecer el costo medio en USD para obtener un pretendido servicio por un determinado período, en nuestro caso un año, pero está claro que este tiempo puede ser diferente, según la necesidad o preferencia.

El CNdSE se define como ^[20]:

$$CNdSE = \frac{CI + \sum_{i=1}^N \frac{(O\&M(i) + E(i))}{(1+d)^i}}{N \text{ (años)}} \quad (1)$$

En esta suma de los costos en la vida útil del equipo (N en años), se incluyen los costos iniciales del mismo ($CI=upfront\ cost$), como así también los otros gastos incurridos a lo largo de su vida útil. En estos gastos se incluyen: energía (E), operación y mantenimiento ($O\&M$), seguro, etc. Dado que estos dos últimos gastos (E y $O\&M$) se realizan en tiempos distintos que la compra del equipo (CI), se deben reducir a valores pre-

sentes con una tasa de descuento (d) según las prescripciones económicas correspondientes²¹, por ejemplo, del 5% o 7% anual en dólares²². De este modo, el valor del $CNdSE$ permite comparar en forma directa los principales costos asociados a la provisión de un servicio. Este es justamente el valor que el usuario debería tener en cuenta para tomar la decisión de qué equipo es el más conveniente.

Dado que, en cada país o región, la intensidad de carbono, IC , o sea los $kg(CO_2)/MWh$ equivalentes emitidos por los distintos insumos energéticos, es bien conocido. Es posible, a partir de la cantidad de energía consumida por el equipo a lo largo de su vida útil, calcular sus emisiones anuales o Emisiones del Servicio Energético ($EdSE$), como:

$$EdSE = \frac{\sum_{i=1}^N (E(i) \times IC(i))}{N \text{ (años)}} \quad (2)$$

Así, estos dos parámetros permitirían al usuario conocer el costo anual de su servicio energético, $CNdSE$, con los distintos equipos disponibles como así también las emisiones anuales, $EdSE$, de cada uno. Por lo que el usuario podría tener una decisión objetiva y racional con estas evaluaciones.

Como ilustración del uso del concepto de $CNdSE$ se puede observar en la tabla 1 y en la figura 6, aplicado para la compra de una heladera familiar en Argentina de unos 370 ± 30 l con freezer. Se considera que el costo de mantenimiento es aproximadamente un 30% el costo inicial del equipo a pagarse a lo largo de su vida útil, tomada en 15 años. Los costos iniciales corresponden a valores del mercado local a octubre de 2022, 1 USD ~150 \$ (argentinos). Se supuso un costo de 0,12 USD/kWh ~18\$/kWh (octubre 2022), que es aproximadamente el valor del kWh sin subsidio en Argentina¹⁶.

	Costo Inic.	Mantenim.	Energía	TR=5 %	Consumo	Emisiones	CN_15 (USD)
Clase EE	USD	USD	USD	CN_15 (USD)	kWh/año	kg(CO ₂ /año)	TR=10 %
A++ (Inv.)	\$ 1,067	\$ 233	\$ 356	\$ 1,656	218	81	\$ 1,613
A+	\$ 767	\$ 167	\$ 384	\$ 1,318	235	87	\$ 1,258
A	\$ 667	\$ 145	\$ 490	\$ 1,302	300	111	\$ 1,214
Usada	\$ 267	\$ 58	\$ 1,602	\$ 1,927	980	364	\$ 1,565

Tabla 1. Descripción de los costos asociados a la compra de una heladera familiar en la Argentina. Los costos corresponden a valores del mercado local a octubre de 2022, 1 USD ~150 \$ (argentinos). Se supuso un costo de 0,12 USD/kWh ~18\$/kWh (octubre 2022), que es aproximadamente el valor del kWh sin subsidio en Argentina. Se consideraron 4 casos, heladeras A++(Inverter), A+, A y una heladera usada de diez años de antigüedad. Dado que la etiqueta de EE da el consumo a puerta cerrada, en el uso habitual hay que corregir este consumo por un 25% adicional²³. La quinta columna indica el CN a 15 años (CN_15) con una TR=5% y la última, el mismo CN con una TR=10%. La séptima columna indica las emisiones anuales (EdSE) de cada modelo de heladeras.

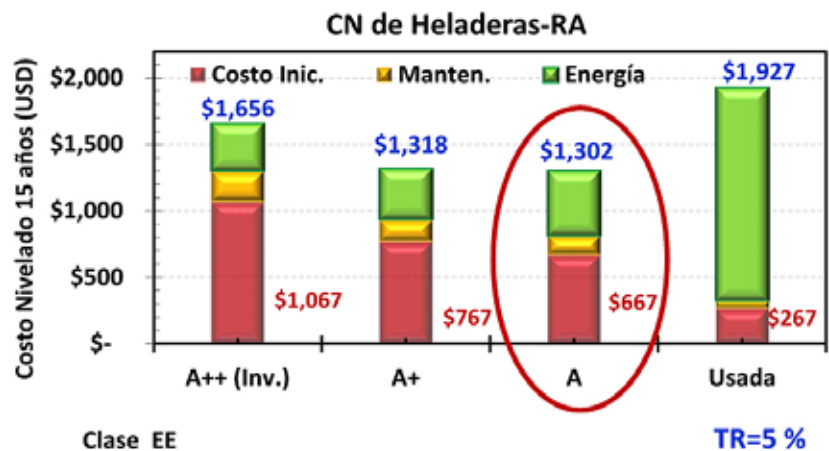


Figura 6. Costos asociados a la compra de una heladera familiar en la Argentina. Todos los costos están en USD a octubre de 2022. El costo inicial se indica con la barra bordó, el de mantenimiento con una barra amarilla y el del costo de la energía, en verde. Los valores son los indicados en la tabla 1. Nótese, que, con los costos actuales, la opción más conveniente es una heladera A en EE.



Figura 7. Etiquetas de Eficiencia energética con Código QR, permitiría el desarrollo de muchas aplicaciones de Smartphones, para estimar los CNdSE como los EdSE. La EEE de la izquierda es de un equipo a gas de la Argentina y la de la derecha una EEE de la UE.

Se consideraron 4 casos, heladeras A++(Inverter), A+, A y una heladera usada de diez años de antigüedad. En la tabla 1 y la figura 3 se resumen los resultados del cálculo del CN o CNdSE indicado por la Ec.(1) y las Emisiones del Servicio Energético (EdSE) de la Ec.(2).

Una observación interesante es que la heladera con costo inicial más bajo, usada, a la que quizás acceden los sectores de más bajos ingresos más bajos, es la que tiene un costo nivelado más alto a lo largo de su vida útil, y desde ya de mayores emisiones. Por lo tanto, sería mucho más ventajoso para el país y la sociedad en su conjunto, subsidiar la adquisición de equipos más eficientes y no la energía que perpetua los altos consumos y las emisiones. Por su parte, aquellos equipos de mayor eficiencia en el mercado local, las heladeras A++ (Inverter), dado su alto costo inicial, no son los equipos de menor CN a 15 años. Si la tasa de descuento (TR) se eleva al 10%, como se observa en la última columna de la tabla 1, estas conclusiones no cambian significativamente.

De igual modo, el uso del CNdSE permitirían que tanto el Estado como las empresas privadas optimicen sus compras a la hora de licitar distintos productos. Adquiriendo así equipos no solo más económicos sino también más sostenibles

energética y ambientalmente. En las figuras 1, 2 y 4 se ilustra lo poco objetivo, sustentable y racional que significa licitar productos solo por el costo inicial del equipo/artefacto (*upfront cost*).

Quizás un requerimiento adicional en los anuncios de los equipos de venta masiva, como lámparas, heladeras, equipos de calentamiento de agua, etc. sería requerir que los anuncios publicitarios se complementen con un diagrama de torta como los de las figuras 1, 2 o 4 que muestre cómo se distribuye el gasto total para obtener un dado servicio energético (conservación de alimento, iluminación, agua caliente, etc.) al largo de su vida útil.

Dado que los cálculos implícitos en las Ec.(1) y (2) no son simples de realizar para un usuario común, además que las tarifas de gas y electricidad varían de un lugar a otro y se indican en unidades diferentes, \$/kWh o \$/m³(gas), además los precios de los artefactos son asimismo variables. Está claro que se debe buscar algún medio que permita al usuario realizar estos cálculos de manera simple y rápida.

Una forma de realizar esta evaluación podría ser a través de una aplicación para teléfonos inteligentes (Smartphones).

En atención a que en el mundo y, asimismo, en la Argentina ya hay muchas EEE que tienen un Código QR (figuras 1 y 7) que contiene información referente a eficiencia, consumo anual, etc., del equipo/artefacto, con una aplicación (APP) con un desarrollo particular, se apuntaría al QR, y al ingresar a la APP el costo del equipo (CI), vida útil esperada y la localidad del usuario (para que la APP acceda al cuadro tarifario vigente en esa localidad), la APP estaría en condiciones de realizar los cálculos de las Ec.(1) y (2). Como consecuencia de esta evaluación, el resultado que mostraría la APP debería ser un gráfico similar al de las figuras 4 y 6.

Consideramos que sería una forma sencilla de aportar una información útil a los usuarios para hacer más simple, sustentable y racional su elección. No obstante, estos gráficos también podría ser parte de la información que los comercios muestren

a sus clientes al lado de cada equipo, para así facilitar una mejor y más rápida elección.

Sería deseable, además, contar con un segundo sello de aluminio con el código QR en la parte posterior del equipo, adherido en forma permanente. Este segundo código QR redundante indicaría, además de las características del equipo, los datos de eficiencia y consumo anual. Así, sería posible identificar el equipo con todas sus características, aun después que la EEE frontal se haya perdido o haya sido removida de su frente. Esta identificación, sería útil cuando el equipo fuese revendido en un mercado de segunda mano. De este modo los equipos usados preservarían un cierto grado de trazabilidad e información sobre su eficiencia energética, y los sectores sociales que acuden al mercado secundario todavía tendrían la posibilidad de saber si la compra que están por realizar es conveniente y no constituye una pesada hipoteca energética. Desde ya la APP para smartphones que hace los cálculos de CNdSE y EdSE se podría usar también con estos equipos usados.

Reflexiones finales

Consideramos que la idea de complementar la información de la EEE con los parámetros de Costo Nivelado del Servicio Energético (CNdSE) y las Emisiones del Servicio Energético (EdSE) se convierten en dos referencias muy útiles e importantes para que los usuarios hagan elecciones más racionales y sostenibles. Estos parámetros informativos ayudarían a superar en parte las barreras de que tiene la EE en la Argentina y el mundo.

La dificultad que tienen las EEE es la conversión de ahorros energéticos en ahorros económicos y emisiones de carbono, dado que los ahorros en energía se pueden establecer muy bien, de hecho, muchas etiquetas incluyen un valor de referencia de consumo, que es el consumo medio anual del equipo, en condiciones de ensayo. Para los "usuarios de a pie" no siempre es fácil traducir este ahorro en energía en su correspondiente valor en dinero o ahorro económi-

co, sobre todo, porque los gastos de equipos, energía y mantenimiento se realizan en tiempos diferentes. También resulta dificultoso percibir en forma directa las emisiones de carbono, dado que depende de los diversos insumos energéticos y aún la intensidad de carbono de las diversas matrices eléctricas, varía de un país a otro.

El desarrollo de una aplicación de estas características debería ser aprobada, o bien desarrollada, por las agencias de regulación energética de cada país, ya que no solo contribuirían de manera importante con los usuarios, sino también frente a los compromisos asumidos por los diversos países en la COP26 como con los Objetivos de Desarrollo Sustentable (ODS) auspiciado por las Naciones Unidas. Además, al poder usarse aun con equipos usados de segunda mano, se puede dar mayor protección y ayuda a las familias que acuden a este mercado.

Por último, si se asignase un valor de mercado a las emisiones de carbono, las famosas *Carbon Tax*²⁴, sería muy simple incorporar este costo (el costo de emisión de carbono) como una componente más en el valor de costo nivelado (CNdSE), de modo que el nuevo costo nivelado incorporaría automáticamente este impacto ambiental. Desde luego, dado que los costos de las emisiones no están suficientemente desarrollados actualmente, no se lo consideró en este trabajo, pero su generalización es posible de implementar de forma simple.

Referencias

- Zavalía Lagos, S. Carrizo y S. Gil. (2020). Eficiencia energética, una herramienta para mitigar la pobreza y las emisiones, *Petrotecnia*, LX, 4/2020, 95-98.
- Economic Commission for Latin America and the Caribbean (2014). *Energy efficiency in Latin America and the Caribbean, Progress and challenges of the past five years*, ECLAC. 3. EE4A (). Energy Efficiency for All. <https://www.energyefficiencyforall.org/about/>
- CLASP (2021). *Collaborative Labeling and Appliance Standards Program*. <http://www.clasponline.org>
- IEA. (2019). Multiple Benefits of Energy Efficiency - From "hidden fuel" to "first fuel", 6. B. Jullier. (2022). *Percepción social de eficiencia energética Costo Nivelado de un Servicio Energético*. Sector residencial argentino, San Martín.7. Ramos, A. (2015). The role of information for energy efficiency in the residential sector, *Energy Economics*, 52, S1, S17-S29, 8. Preparado para la Fundación Vida Silvestre Argentina por ZOOM Research, *Estudio de Medición de Impacto de Etiqueta de Energía*, Buenos Aires, 2017.
- Victorio Oxilia, Esenerg, Paraguay, 2022.
- Sinsini, J. Fiora, L. Iannelli y S. Gil. (2018). Factores de comparación energéticos Factores de corrección de eficiencia para distintos insumos energéticos en Argentina, *Revista Energías Renovables y Medio Ambiente*, ASADES, 42, 1-13.
- Fundación Vida Silvestre Argentina. (2017). Estudio de Medición de Impacto de Etiqueta de Energía - FVSA.12. Yoeli. (2017). Behavioral science tools to strengthen energy and environmental policy. *Behavioral Science & Policy*, 1.13. Bukaricaa, y Z. Tomšič. (2017). Energy efficiency policy evaluation by moving from techno-economic towards whole society perspective on energy efficiency market. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 70, 968-975.
- Schubert, (2015). Energy-using durables - why consumers refrain from economically optimal choices. *Frontiers in Energy Research* 3, 3(7), 1-13.
- Carrizo (2022). ¿Son los subsidios a la energía una herramienta efectiva para reducir las inequidades sociales? *Revista Construir de la Cam. Arg. de la Construcción*, Abril, 2022, 59-63.16. Guerra y J. Guillén. (2019). Energy Efficiency Laws in Latin America and the Caribbean A Look and Analysis of the Legislative Progress of the Region. <http://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/old0437.pdf17b>. Inter-American Development Bank (2019). *Energy Efficiency, Energy Intensity, Policy, Regulation, Latin American and the Caribbean*, IDB.18. Sinsini. (2018). Eficiencia Energética en la cocción ¿Cuáles son artefactos de cocción más eficientes en Argentina? *Energías Renovables y Medio Ambiente*, 41, 57-67.
- CAMMESA (2021). Compañía Administradora de del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. Argentina. <https://cammesaweb.cammesa.com/>.
- Gil. y L. M. Iannelli. (2015). Ahorro de 1,5 GW en los picos de consumo eléctrico- Iluminación LED, *Petrotecnia*. 21. Yanti y T. Mahlia (2009). Considerations for the selection of an applicable energy efficiency test procedure for electric motors in Malaysia:Lessons for other developing countries. *Energy Policy*, 37, 3467-3474.22. Jullier, R. Prieto y S. Gil (2022). Costo Nivelado de los Servicios Energéticos, Reflexiones sobre un sistema inteligente de etiquetado en eficiencia.» *Revista Energías Renovables y Medio Ambiente*, 1-12.
- Wikipedia (2021). Cost of electricity by source. https://en.wikipedia.org/wiki/Cost_of_electricity_by_source24. Prieto, y S. Gil. (2020). Hacia un Transporte Sustentable. *Petrotecnia*, LX(4), 92-101.
- Espinoza (2007). Los proyectos de inversión, Costa Rica: Tecnológica de Costa Rica Costa Rica.
- Prieto, J. Vassallo y S. Gil. (2021). Transporte Sostenible en Argentina, Cámara Argentina de la Construcción (APE), 2021.
- Carri, R. E. Rebaza Niquin, A. Bermejo, J. Fiora y S. Gil. (2019). Eficiencia Energética en la Preservación De Alimentos Eficiencia Energética en la preservación de alimentos. *Energías Renovables y Medio Ambiente*, 44(1), 1.28. Wikipedia (2022). Carbon Tax, https://en.wikipedia.org/wiki/Carbon_tax



“Al cambiar (el fuego) descansa”.

Palabras atribuidas a Heráclito por Plotino, IV, 8, 1.

La transformación digital es un tema ampliamente discutido en nuestra industria, un auténtico *trending topic*, pero tal vez pocos comprenden exactamente en qué consiste, incluso se confunde con el concepto de digitalización. Esto último implica convertir información analógica a formato digital y, como no abarca completamente el concepto que pretendemos analizar, no se debe confundir uno con otro. Para aclarar este tema y cualquier otra confusión que pudiera surgir es fundamental definir qué entendemos por transformación digital. Se trata del “proceso mediante

el cual las organizaciones integran estratégicamente tecnologías digitales, reconfiguran los procesos de negocio y de toma de decisiones, y modifican la estructura y cultura organizacional con el objetivo de adaptarse a los desafíos y las oportunidades que ofrece el entorno digital, con el objetivo de lograr una ventaja competitiva sostenida en el tiempo”.

Palabras más, palabras menos, el lector podrá mejorar esta definición, de hecho muchos autores han brindado la propia. Sin embargo, la expresada cubre lo más importante y sirve de base para avanzar en el

tema. Según esta definición la digitalización es condición necesaria pero no suficiente. La transformación digital es un cambio más profundo, tan profundo que implica la determinación y el compromiso del más alto nivel de la compañía. Será necesario que el CEO alinee la transformación con la estrategia general.

En definitiva, estamos viviendo una era en la que se gesta una transformación profunda en todas las empresas a lo largo y ancho de la economía. La industria energética no es la excepción y deberá adaptarse a esta nueva ola de cambios (Figura 1).

Transformación digital en la industria energética

Por **Eduardo Zanardi (NTT Data)**

Estamos viviendo una era en la que se gesta una transformación profunda en todas las empresas a lo largo y ancho de la economía. La industria energética no es la excepción y deberá adaptarse a esta nueva ola de cambios.

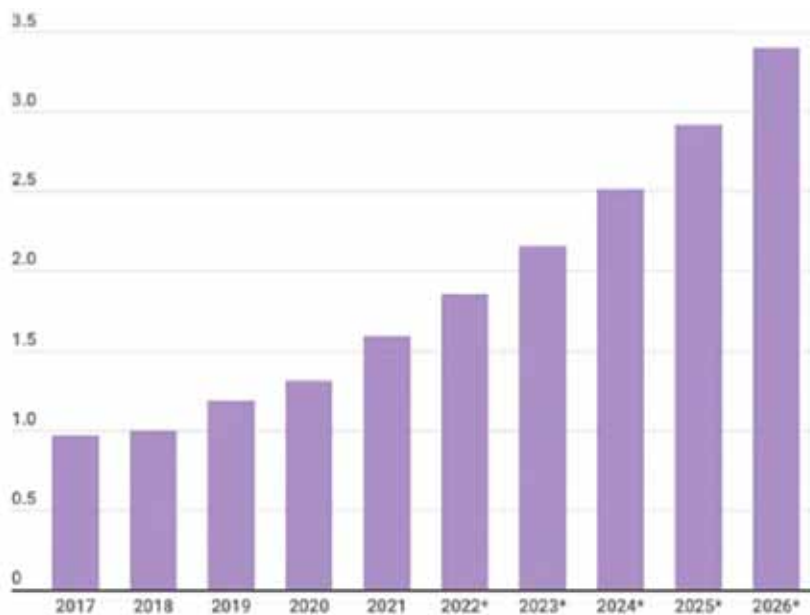


Figura 1. Inversión en transformación digital a nivel global en billones de dólares. Fuente: Statista.

Por qué es necesaria la transformación digital

“La innovación es lo que distingue a un líder de los demás”.

Steve Jobs

En la era de la información, nos encontramos inmersos en un ritmo acelerado de cambios que, como se ilustra en el libro *Act Sooner, See Faster* de George S. Day y Paul J. H.

Schoemaker, trae aparejado una proliferación de amenazas en un entorno cada vez más complejo. Estas amenazas pueden poner en riesgo a toda la compañía, afectando su reputación y su valor de mercado. El accidente de la plataforma *offshore* Macondo que llevó casi a la quiebra a BP, o el escándalo de reservas de Shell en 2004 son algunos ejemplos de este tipo de situaciones críticas.

Sin embargo, además de las amenazas, también existe la dimensión de las oportunidades, donde la capacidad de detectar las oportunidades presentes y anticiparse a las futuras resulta fundamental para que las compañías no solo sobrevivan, sino que también mantengan una ventaja competitiva a lo largo del tiempo.

Tanto las amenazas como las oportunidades no se limitan a eventos o cuestiones específicas, sino que son una manifestación de una época turbulenta en la que todos están inmersos en un proceso acelerado de cambio. Es precisamente en este contexto donde se encuentran ocultas ambas impostoras, amenazas y oportunidades, o victoria y fracaso (Kipling). Un síntoma de ello es la afectación dramática de los modelos de negocios tradicionales, incluso en industrias que parecían seguras como la de la energía. Estamos presenciando un fenómeno en el que las fronteras entre industrias se difuminan, desde empresas como Amazon que irrumpen en el negocio de las librerías y luego ofrecen servicios Cloud, hasta compañías de internet como Netflix que desplazan del mercado a empresas como Blockbuster. Mantenerse competitivo en tiempos de tanto cambio e incertidumbre representa un gran desafío que requiere una gran adaptabilidad



Figura 2. Promedio de tiempo de permanencia de las compañías en el índice S&P 500. Fuente: Statista.

y capacidad de detectar anticipadamente problemas y oportunidades, así como actuar de manera rápida y decidida.

Al igual que en la revolución industrial se generó un nuevo piso tecnológico para que las industrias sobrevivieran y pudieran competir, o más adelante también lo hiciera la aparición de la computadora, trayendo consigo un nuevo estándar tecnológico en el día a día de las empresas, hoy las tecnologías ligadas a la transformación digital están elevando un escalón más el piso tecnológico y, las empresas que no logren subirse al cambio dejarán de ser competitivas (Figura 2).

Pilares y catalizadores de la transformación digital

“Cualquier tecnología lo suficientemente avanzada es indistinguible de la magia”. *Tercera Ley de Perfiles del Futuro*, Arthur C. Clarke

La transformación digital no sería posible sin los avances tecnológicos de los últimos años. Así como la revolución industrial dependió de la invención de la máquina a vapor, esta revolución de productividad de la era de la información también tiene sus habilitadores tecnológicos. Como bien explica Thomas Siebel en su libro *Digital Transformation*, hay cuatro *main drivers* o ejes directores que están empujando la transforma-

ción digital: inteligencia artificial, big data, Cloud Computing e Internet of Things (IoT, Internet de las Cosas). Entender estos habilitadores ayuda a dilucidar la naturaleza del fenómeno estudiado, por esta razón, habiéndonos puesto de acuerdo con algunas definiciones, profundicemos sobre estos cuatro pilares tecnológicos.

Cloud Computing

El almacenamiento de datos y su procesamiento representan un costo muy importante dado los volúmenes de información que se manejan y, lo costoso de comprar y mantener

grandes servidores sería prohibitivo. Afortunadamente, la tecnología Cloud vino al rescate, dándonos la posibilidad de almacenar y procesar información a través de internet. Esto nos permite reducir los valores mencionados a una fracción de estos, mediante una modalidad de consumo de servicios, ya sea de infraestructura (IaaS), de plataforma (PaaS) y/o Software (SaaS). Esto genera una gran elasticidad operativa, al poder expandir y contraer las capacidades acordes a la necesidad del momento y casi sin costo alguno, además de dar acceso inmediato a una capacidad infinita y a una multitud de herramientas. Actualmente, está avanzándose mucho en cuanto a Edge-Computing y en materia de sostenibilidad en la nube, tocando un tema sensible de la industria energética.

Los principales proveedores de Cloud públicas son Microsoft Azure, Google Cloud y AWS de Amazon. Se puede trabajar con varias en simultáneo en un ambiente Multi-Cloud, una práctica que está tomando popularidad entre las empresas. También es factible hacer un mix entre Clouds públicas y privadas, en lo que se denomina una *Hybrid Cloud*, esto dependerá de las necesidades de cada empresa. Lo interesante de esto y como señala Siebel en el libro citado, hay un traspaso de CAPEX a OPEX en lo que respecta al almacenamiento y procesamiento de la información.



Big data

Por una cuestión de limitaciones respecto al procesamiento, históricamente, uno dependía de un muestreo poblacional y de depurar los *outliers* de los muestreos para poder trabajar sobre la información y sacar conclusiones de ella. Hoy con la tecnología disponible es posible trabajar con toda la información que poseemos, de hecho, trabajar con estos grandes volúmenes de información es lo que llamamos big data. Además del volumen de datos, hoy se puede también procesar diferente índole de información, la cual podemos separar en dos categorías. La estructurada, que pueden ser números y tablas, que representa la forma clásica de pensar la información; y la no-estructurada, que representa el 80% de la misma, y está compuesta por imágenes, opiniones, etc.

Para trabajar con big data se deberá sortear algunas dificultades como, por ejemplo, la falta de integración de la información, la existencia de silos en la organización, algo de lo que suele adolecer la industria energética. Por ello es necesario crear *Datalakes* e integrar la información de la compañía, además de mantener esta base de datos actualizada y sincronizada con los demás sistemas de la empresa. Ligado con lo anterior tenemos tendencias como *DataOps*, que se espera se incremente, en donde se combinan el desarrollo y la operación de datos, lo que implica mayor colaboración y automatización en la gestión de todo el ciclo de vida de estos.

Artificial Intelligence

Las tareas repetitivas reemplazadas por máquinas no son novedad desde la revolución industrial, pero hasta hace poco, las tareas complejas seguían siendo realizadas por humanos. Sin embargo, la inteligencia artificial está cambiando esta dinámica al permitir que las máquinas aprendan de la experiencia y realicen tareas cognitivas complejas. Buscar patrones en la información tampoco es novedad, métodos como el *data mining* e incluso las redes neuronales tienen ya muchas décadas. Sin embargo, actualmente, gracias al *Machine Learning* y los avan-

ces en capacidad computacional, la inteligencia artificial ha alcanzado una dimensión superlativa. Ahora es posible enseñar a los sistemas no solo mediante información etiquetada (*supervised learning*), sino también permitirles buscar patrones sin restricciones ni especificaciones (*unsupervised learning*). Además, este aprendizaje puede ser continuo, lo que implica que los sistemas pueden mejorar con el tiempo. El futuro parece no detenerse y el advenimiento de la Generative AI promete automatizar tareas complejas que antes eran difíciles de abordar, como asistentes virtuales para los operarios que le permitan preguntar problemáticas específicas de la operación. También está despegando el Edge-AI, que combinado con IoT (que comentaremos a continuación) habilita una mayor automatización de muchos equipos de campo.

Como acelerador de este tipo de soluciones se encuentra la gran accesibilidad a herramientas de AI, por ejemplo, SaaS (notoriamente ChatGPT). Por lo tanto, ya no es necesario desarrollar aplicaciones *in-house* con estas capacidades para poder aplicar inteligencia artificial en una empresa. El potencial disruptivo de la inteligencia artificial a lo largo de toda la cadena de valor excede todo lo que hemos visto hasta ahora, y puede impactar de maneras que hoy no son evidentes.

Internet of Things (IoT)

Hoy los dispositivos pueden estar

sensorizados y conectados a internet, esto genera una explosión de datos real-time que fluye desde los equipos o elementos y que incluso puede servir para controlarlos de manera remota. Esto facilita que las empresas puedan tomar decisiones en base a los datos (*Data Driven Decision Making*) y, a su vez, la automatización permite acelerar la toma de acción ante un determinado escenario. Estos dos fenómenos tienen un gran potencial transformador sobre todo en las operaciones de yacimientos, al permitir alcanzar eficiencias y una reactividad nunca vista.

Como se mencionó anteriormente, la transformación digital está cambiando los modelos de negocios, y el IoT desempeña un rol fundamental en todo esto. Electrodomésticos inteligentes o efectos personales conectados a internet que emite información de nuestra salud real-time son algunos ejemplos de conectividad que crean nuevas amenazas y oportunidades. Eventualmente esto afectará a todas las industrias.

Los cuatro pilares descriptos, si bien son la piedra fundamental de la transformación digital, están en el mercado desde hace varios años. Para explicar la aceleración continua de su penetración, es necesario mencionar una serie de catalizadores que la empujan. Por un lado, está la caída dramática de los costos asociados a la puesta en marcha de este tipo de tecnologías; por otro lado, se suma el acortamiento de los tiempos necesarios, teniendo en cuenta que la velocidad en que se puede llevar a cabo

Volumen de datos creado (Zettabytes) por año - Datos de IDC

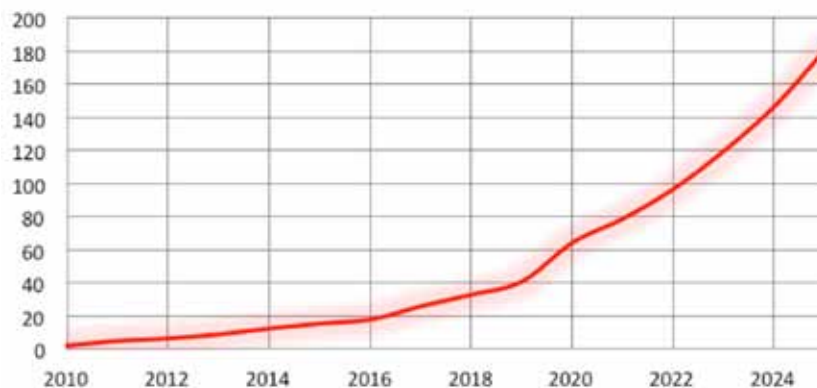


Figura 3. Crecimiento exponencial de cantidad de información disponible.

un proyecto se ha incrementado significativamente. Ambos fenómenos aceleran los procesos de observación, experimentación, decisión y corrección, lo que permite hacer un paralelismo con lo que John Boyd denominaría el OODA loop, lo cual dinamiza todo el proceso de implementación. Por último, otros catalizadores se están sumando a esta aceleración, como el advenimiento de las tecnologías 5G e internet en todas partes que prometen profundizarnos aún más en el mundo digital facilitando la implementación de IoT en yacimientos o zonas remotas que antes no disponían de señal (Figura 3).

El futuro de la industria energética

“El futuro siempre llega demasiado rápido, y en el orden incorrecto”.

El shock del futuro. Alvin Toffler

Hay tres fenómenos que están cambiando las industrias y a los cuales la industria energética, en particular, no escapa. Estos se encuentran resumidos en *Digital to the Core*, de Mark Raskino y Graham Waller de Gartner Inc., y son los siguientes: *Resolution Revolution*, *Compound Uncertainty* y *Boundary Blurring*. El primero, *Resolution Revolution*, es la posibilidad de ver y medir lo que ocurre en el mundo físico y digital cada vez con mayor resolución y fidelidad, lo que permite entender y controlar los eventos y equipos con mayor precisión y en real time. *Compound Uncertainty* la definen como los cambios generados por la revolución digital que ponen en tela de juicio las formas de pensar, estructuras y procesos vigentes hasta el momento, impactando significativamente en los niveles tecnológico, cultural y regulatorio. Por último, *Boundary Blurring*, se refiere al fenómeno de fusión entre mundo digital y físico que derrumba las antiguas barreras entre industrias y combina ofertas y productos de maneras antes no imaginadas. Estos tres fenómenos están actuando en la industria energética ahora mismo y su impacto no es reversible, los procesos, modelos de negocio, capacidad de control y sensorización, culturas organizacio-

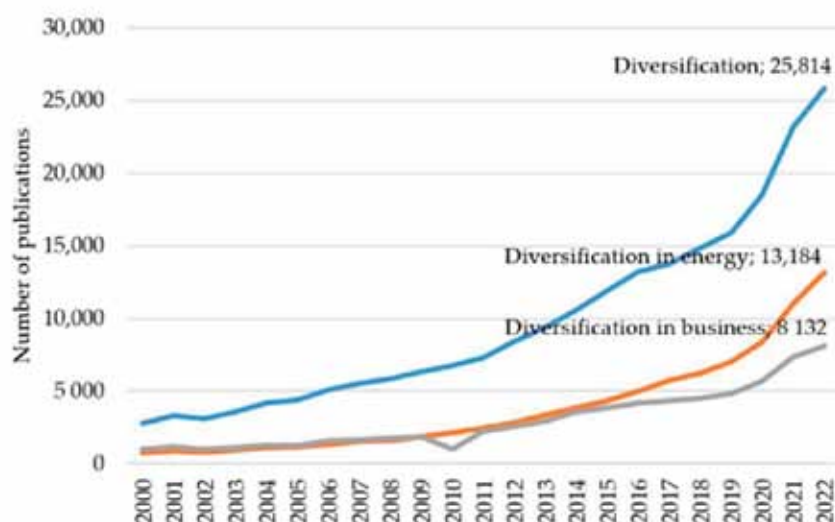


Figura 4. Mención de palabra diversificación en publicaciones técnicas.

Fuente: *Diversification as a Method of Ensuring the Sustainability of Energy Supply within the Energy Transition* por Lazar Gitelman, Mikhail Kozhevnikov and Yana Visotskaya.

nales, todo está siendo afectado en simultáneo.

Particularmente, la industria energética está sufriendo presiones externas como nunca en su historia. La diversificación del parque automotor (eléctrico, hidrógeno), presiones ambientales y mayor competitividad de energías renovables, así como una agenda climática que le puede condicionar acceso a ciertos mercados e inversores forman un contexto radicalmente distinto al de las últimas décadas. La naturaleza acelerada del cambio contextual implica que las empresas del rubro se deberán adaptar lo antes posible o de lo contrario correrán peligro de caer en la intrascendencia.

Lo cierto es que parece asomarse un mercado energético más diverso, amalgamado entre varias industrias y mercados no tradicionales. Lo bueno de ello es que existen infinitas posibilidades para reinventarse y reposicionarse, no hay un solo camino al éxito, dentro de todo caos hay oportunidades esperando ser tomadas. Schlumberger se reposiciona mediante el rebranding “Slb” como una empresa de tecnología, ya no como una empresa de servicios, Occidental Petroleum apuesta a convertirse en una empresa Net-Zero, los casos de reinención se multiplican y terminarán por cambiar completamente el panorama del sector.

Al final de cuentas, tendremos empresas más diversas, con modelos de negocios y ofertas de valor únicas e innovadoras, y todo ello es posible gracias a una transformación digital que promete revolucionar el sector y generar un salto productivo y cualitativo permanente (Figura 4).

Cómo traccionar la transformación digital en nuestra industria

“No he fracasado. He encontrado diez mil formas que no funcionan”.

Thomas Alva Edison

Al embarcarse en una transformación digital, los líderes se enfrentarán a una serie de dicotomías y dilemas que pondrán a prueba su capacidad de liderazgo. El éxito con que sepa resolverlas determinará si llega a buen puerto la transformación digital de su compañía. Tal vez la clave se encuentre en palabras de Aristóteles, de su obra *Ética a Nicómaco*: “(...) la virtud es un hábito (...) que consiste en encontrar un término medio en relación a nosotros mismos (...)”. Esta máxima podría ser nuestra guía en este desafiante camino. Para ilustrar este razonamiento y echar luz sobre el desafío, mencionaremos algunas de las numerosas dicotomías a las que los aventureros de la transformación digital podrían enfrentarse.

Roadmap digital (largo plazo) versus reactividad (corto plazo)

Siempre es importante tener una visión de largo plazo que, en este caso bajo la forma de un Roadmap digital, permite alinear a los actores y diferentes niveles involucrados, indispensable a la hora de una gran transformación. Sin embargo, en ambientes complejos y de alta incertidumbre resulta difícil prever o crear una imagen completa de todo, anticipando las necesidades futuras y las tendencias del mercado. Por lo tanto, aunque tener un Roadmap es importante, también resulta esencial no considerarlo una guía inflexible o un escrito en piedra, sino mantener cierto grado de adaptabilidad durante su implementación. Nuestra experiencia indica que muchas de las necesidades toman forma a la medida que se avanza en la transformación digital. De hecho, debido a la dificultad de prever todas las circunstancias, la experimentación de ideas y la medición constante del impacto real resultan esenciales para evaluar el progreso. Por esta razón, gestionar de manera continua las iniciativas y el uso de técnicas, como el *Lean Portfolio Management*, incrementan significativamente las probabilidades de éxito.

Innovación interna versus innovación externa

El lector puede inferir que, en el contexto de una transformación digital, es necesario generar un entorno empresarial innovador que fomente la generación de ideas disruptivas. Sin embargo, lograr esto requiere un cambio cultural, de procesos y de perfiles, así como la creación de centros de excelencia dentro de la organización u otros catalizadores de la innovación. No sugerimos descartar todo lo anterior, al contrario, el conocimiento acumulado por la empresa a lo largo de su historia, y latente en forma de experiencia de su personal, es invaluable durante el proceso de transformación digital, además de que la empresa debe seguir operando durante ese proceso. Sin embargo, es importante reconocer que es poco probable que todos los recursos necesarios para



una transformación tan compleja y toda la innovación precisa surja únicamente de los recursos internos. Es aquí donde es fundamental romper con los antiguos paradigmas de una empresa cerrada y abrirse a la colaboración con innovadores externos, en lo que denominamos un “ecosistema extendido”. A través de alianzas, convenios con universidades o laboratorios, hackatones, concursos para pymes y otros mecanismos es posible acelerar la innovación interna mediante la participación dinámica de agentes externos. Por supuesto, no podemos depender un ciento por ciento de la innovación externa, ya que el éxito de la transformación digital de nuestra empresa también requiere una componente interna de innovación. Sin embargo, encontrar un equilibrio entre ambas sería lo óptimo.

Desarrollo in-house versus soluciones comerciales

El debate entre desarrollar soluciones propias o buscar una solución comercial es complejo y no tiene una respuesta simple. Es necesario encontrar un equilibrio que se ajuste a las necesidades específicas de cada empresa. Para evaluar esta decisión, es fundamental comprender la funcionalidad de la solución buscada y determinar si contamos con el *expertise* interno o con un socio tecnológico que pueda ayudarnos a crear una solución adecuada. También

debemos considerar la seguridad necesaria, la arquitectura y la integración con otros sistemas, así como la escalabilidad y el soporte y mantenimiento requeridos. Todos estos aspectos requieren un profundo conocimiento en tecnología y una visión amplia de los sistemas de la empresa. Además, debemos considerar el tiempo en el que esperamos tener el sistema operativo y el presupuesto disponible. Evaluar todos estos elementos no es una tarea sencilla, y debe realizarse de manera sistemática y continua, además, amalgamar ambos mundos es complejo, ya que muchas soluciones comerciales no pueden comunicarse entre sí y esa integración debe ser abordada. En última instancia, lo más probable es que se encuentre un equilibrio entre el desarrollo in-house y las soluciones comerciales, honrando así la frase de Aristóteles.

Sumando mayor dificultad a las dicotomías que encontraremos en el camino, se encuentra el hecho de que no tenemos un tiempo infinito para debatir cada aspecto de ellas, seguirles el ritmo a los rápidos cambios del mercado demandan acelerar la transformación digital. Para lograr esta aceleración, debemos regresar al concepto mencionado del ciclo OODA, el cual puede explicar la aceleración de la transformación digital en diversas industrias. El ciclo Observe-Orient-Decide-Act (OODA), desarrollado por el coronel John Boyd de

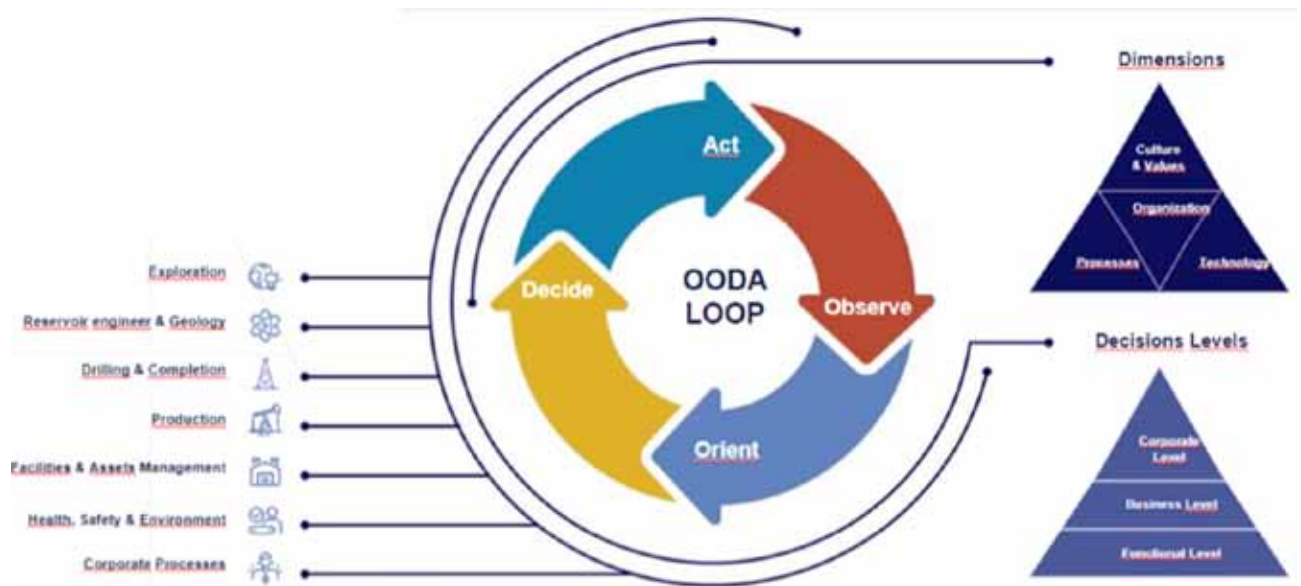


Figura 5. OODA loop que impacta en todos los niveles y procesos de las compañías.

la Fuerza Aérea de Estados Unidos (USAF), fue concebido para mejorar la eficiencia, la toma de decisiones y la puesta en acción de operaciones militares en entornos altamente complejos y cambiantes. Nuestro enfoque consiste en aplicar este mismo *framework* a todos los procesos y niveles de la compañía, con el objetivo de fomentar la innovación y acelerar la transformación digital de cada aspecto del negocio. El empleo de este marco conceptual en la transformación digital puede ser de gran ayuda a la hora de acelerar la identificación de oportunidades de *workover*, optimizar los tiempos de evaluación de modelos de reservorios y el rendimiento de los pozos, agilizar la elaboración de planes de desarrollo, anticipar problemas de mantenimiento, detectar oportunidades de mejora continua en la producción y, además, acercar las operaciones a una reactividad en tiempo real. Estos son solo algunos ejemplos de los diversos aspectos que se pueden abordar con este razonamiento, su carácter fractal es testimonio de su robustez conceptual (Figura 5).

Aplicando con sabiduría el OODA loop y apalancándonos en los pilares y catalizadores tecnológicos que hemos tratado a lo largo de este artículo, obtenemos como resultado final una compañía que se destaca por su eficiencia operativa, productividad, seguridad y, sobre todo, con una

ventaja competitiva sostenible.

Sin embargo, haber trabajado durante muchos años junto a numerosos clientes de la industria energética, en materia de transformación digital, nos da la sensibilidad para entender que, esta aceleración conlleva riesgos y aumenta la posibilidad de cometer errores, ya que el tiempo adaptación es corto. Por ello, para abordar las dicotomías mencionadas (y las omitidas por falta de espacio) y acelerar el OODA loop en cada área, proceso y nivel, es crucial encontrar a los socios adecuados. Ya no es viable depender solo de uno mismo o tercerizar todo lo que resulta incómodo o desafiante. Es fundamental buscar *co-equipers* para el cambio, de modo de trabajar en conjunto y que cada uno aporte desde su experiencia. Caer en manos equivocadas puede resultar costoso en términos de retrabajo, proyectos fallidos, oportunidades perdidas y tiempo desperdiciado, esto es especialmente crítico cuando la urgencia por el cambio presiona.

Agradecimientos

Agradezco al equipo de NTT DATA detrás de las transformaciones digitales en grandes empresas del rubro, por sus correcciones y aportes de ideas: Pablo Pereira, Marina Alvarez Heritier, Sebastián Goris Porta y Andrea Flores.

También Agradezco a Macarena Ataide por su paciencia al corregir la prosa de este artículo.

Referencias bibliográficas

- Aristóteles. *Ética a Nicómaco*.
 Clarke, A. C. (1977). *Perfiles del Futuro*. Editorial Biblioteca Universal Caralt.
 Day, G. S., y Schoemaker, P. J. H. (2004). *Act Sooner, See Faster*. Harvard Business Review Press.
 Frans P. B. Osinga (2007). *Science, Strategy and War*. Routledge.
 Gitelman L., Kozhevnikov M., Vitsotskaya Y. (2023). Diversification as a Method of Ensuring the Sustainability of Energy Supply within the Energy Transition. *Resources*, 12(2), 19. <https://doi.org/10.3390/resources12020019>
 Kipling, R. (1895). *Poema Sí*. Goncourt.
 Mandelbrot, B.t B. (1983). *The Fractal Geometry of Nature*. W.H. Freeman & Co.
 Maurya, A. (2016). "Scaling Lean: Mastering the Key Metrics for Startup Growth." Portfolio
 Plotino. *Enéadas*. Libro IV.
 Raskino, M. y Waller, G. (2015). *Digital to the Core*. Bibliomotion Inc.
 Siebel, T. (2019). *Digital Transformation. Survive and Thrive in an Era of Mass Extinction*. Rodin Books.
 Toffler, A. (1980). *Shock del Futuro*. Plaza & Janes.

ESTAMOS PARA QUE NOS ENCUENTRES

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



facebook.com/IAPGinfo
facebook.com/IAPGEduca



@IAPG_info
@IAPGEduca

You Tube

youtube.com/IAPGinfo



Linked in

INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

www.iapg.org.ar



Congresos y jornadas

Vuelve la Argentina Oil&Gas Expo 2023

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

La Exposición Internacional del Petróleo y del Gas es considerada uno de los principales eventos de la industria de los hidrocarburos en la región. Tiene gran reconocimiento internacional y se encuentra consolidada en el mercado del petróleo, gas e industrias relacionadas.

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

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



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

Una industria dinámica que produce avances tecnológicos permanentes exige actualización constante. Los miles de visitantes de cada edición lo saben y allí estarán. Más información: www.aogexpo.com.ar



Los próximos meses, además de las numerosas convocatorias *online* realizadas por las comisiones del IAPG, se suma un gran número de eventos presenciales. Ofreceremos eventos en ambas modalidades y con idéntica vocación de generar los más completos y calificados seminarios, *workshops*, jornadas y congresos.

Como siempre se profundizará en temas cruciales para la industria: seguridad e higiene, movilidad segura, seguridad de procesos, competencias, indicadores, barreras de control, gestión del cambio, respuesta a la emergencia, nuevas herramientas y tecnologías aplicadas, análisis de riesgo, comportamiento humano, ergonomía y ambiente, gestión de residuos, eficiencia energética y reducción de emisiones, gestión del agua, recuperación de sitios contaminados, indicadores ambientales, y salud ocupacional: factores psicosociales, prevención de adicciones, enfermedades profesionales, manejo del estrés; sustentabilidad, licencia social y vinculación con los objetivos de desarrollo sostenible. Como la AOG 2023, este Congreso tendrá lugar en predio de La Rural, en Av. Sarmiento 2704, Buenos Aires, Argentina.

8° Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas



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

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

El temario incluye ingeniería de producción y operaciones, *offshore*, captura de carbono, geociencias e ingeniería de reservorios, medio ambiente y comunidades, terminación, reparación y estimulación de pozos, economía de la producción, reservorios no convencionales e innovación y transferencia de tecnología.

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

5° Congreso Latinoamericano y Nacional de Seguridad, Salud Ocupacional y Ambiente

En septiembre de 2023, el IAPG realizará, en el marco de la AOG 2023, el 5° Congreso Latinoamericano y Nacional de Seguridad, Salud Ocupacional y Ambiente, organizado por la Comisión de Seguridad, Salud y Ambiente.

Un ámbito para intercambiar experiencias, compartir conocimientos y fomentar la innovación en un área tan sensible de la actividad de nuestra industria del petróleo y el gas, como es el cuidado de las personas y del ambiente. Con la modalidad de presentación de trabajos técnicos, mesas redondas, charlas magistrales y actividades interactivas, reuniremos a técnicos y expertos referentes en temas de salud, seguridad y ambiente de todo el país que contará con la concurrencia de destacados oradores de nivel internacional.



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

NOVEDADES DE LA INDUSTRIA

Camiones Scania a GNC, ideales para transportar combustible

A partir de la alianza concretada entre la compañía de origen sueco y la firma de transporte MB Energy, un vehículo de la línea Green Efficiency será utilizado para trasladar la cisterna cargada desde Buenos Aires a Salta.

Scania Argentina entregó un camión a GNC a la empresa de transporte MB Energy, responsable de trasladar nafta y gasoil desde Buenos Aires hasta Salta. El G410 A6x2 de la línea Green Efficiency fue la opción elegida, y se utilizará para llevar el combustible que emplea el agro desde las refinerías hasta las estaciones de servicio.

Para la homologación que hiciera posible llevar a cabo este tipo de operación con tecnología más limpia, se desarrolló un proceso de autorización en conjunto con Raízen, empresa integrada de energía, dando como resultado que este vehículo Scania sea la primera unidad propulsada a GNC autorizada para transportar combustibles Shell.

“Nuestra empresa está trabajando para generar nuevas formas de trabajo más sustentables, y sin dudas Scania era el aliado idóneo para alcanzar este objetivo”, expresó Cristóbal Muñoz, socio gerente de MB Energy, y agregó: “con esta tecnología, además de optimizar costos, estamos garantizando que se minimiza la emisión de gases contaminantes”.

En este mismo sentido, Alejandro Campero, asesor comercial de la sucursal de Salta, concesionario de la Región NOA de Scania Argentina, detalló que “este modelo es el ideal para el transporte de combustible, ya que su configuración 6x2 le permite llevar una cisterna capaz de trasladar una mayor cantidad de litros. Nuestro objetivo es brindar soluciones integrales de transporte que cumplan con las necesidades específicas de operación de cada cliente”.

En 2020 Scania presentó su línea de productos Green Efficiency, compuesta por camiones, buses y motores capaces de funcionar con combustibles alternati-



vos al diésel, con especial foco en gas y biogás, tanto en estado comprimido (GNC) como líquido (GNL). Esta línea fortalece el desarrollo de la matriz energética del gas natural que, en América Latina, representa la mejor opción disponible en este sentido.

La primera norma de etiquetado de eficiencia energética de IRAM cumplió 25 años

El pequeño gran “sticker” de IRAM lleva un cuarto de siglo colaborando con el cuidado del planeta y aportando soluciones para realizar compras más eficientes y responsables.



En 1998, IRAM publicó la primera edición de la norma IRAM 2404-3 que especificaba el etiquetado de eficiencia energética (EEE) para aparatos de refrigeración domésticos (heladeras, congeladores y frízers). Desde entonces, ha desarrollado más de 20 normas de EEE que, además de electrodomésticos, abarcan ámbitos tan diversos, como la construcción (viviendas, ventanas), el transporte (vehículos de combustión) y las energías renovables (módulos fotovoltaicos). La novedad más reciente es la publicación de la norma IRAM 62400 referida a monitores.

¿Por qué son tan importantes estas etiquetas?

Por varias razones.

- Este instrumento ayuda a los consumidores a conocer qué productos son más eficientes y, por lo tanto, les permite ahorrar en sus facturas de electricidad y gas.
- La preferencia de las personas por aparatos más eficientes favorece la mejora de los productos ofrecidos volviéndolos más amigables con el ambiente. En este aspecto, la acción del etiquetado es tan relevante que motiva a IRAM a actualizar constantemente las normas, ya que los nuevos artefactos van superando las expectativas de eficiencia máxima que se habían previsto originalmente.
- Las etiquetas fomentan el desarrollo de capacidades

técnicas del país, es decir, que el estudio y la publicación de normas IRAM de etiquetado posibilita la creación de una importante infraestructura local para la evaluación de conformidad a través de una red de laboratorios y de organismos de certificación.

- A lo largo de los años, las normas IRAM de etiquetado se han posicionado como referencia indiscutida en la región, llevando a países vecinos a desarrollar normas similares. Esto se ha traducido en una ventaja para fabricantes argentinos y le ha permitido a los laboratorios y organismos de certificación nacionales realizar actividades de evaluación en estos países.

En Argentina, como organismo nacional de normalización, IRAM es responsable del desarrollo de las normas vinculadas al etiquetado de EE. Por eso, frente a cada nueva publicación, se abre la posibilidad de etiquetar nuevos productos, que promuevan una oferta de bienes más eficiente.

Fundación Siemens promueve formación en hidrógeno verde

Más de 50 docentes de escuelas técnicas de Río Negro se capacitaron en el proyecto "Experimento Hidrógeno Verde" en colaboración con el Ministerio de Educación de Río Negro y la Fundación Pampa Energía, gracias al apoyo del Instituto Balseiro, la ONG 500 RPM y la empresa Siemens Energy.

En el marco de los programas educativos impulsados por la Fundación Siemens, el Instituto Balseiro recibió a más de 50 docentes de escuelas técnicas de Río Negro, quienes se capacitaron en la utilización del kit educativo "Experimento Hidrógeno Verde", entregado a las escuelas por Fundación Pampa y Fundación Siemens.

La iniciativa forma parte del programa global "Experimento" de la Fundación Siemens, que impulsa el enfoque STEM (ciencia, tecnología, ingeniería y matemáticas) en educación a través de experiencias científicas en el aula.



Las 12 escuelas técnicas participantes del programa recibieron kits educativos, los cuales plantean aprendizajes técnico-prácticos a través de la creación de una celda de hidrógeno (electrolizador), desafío que los y las docentes llevarán a las aulas juntos a sus estudiantes.

Pablo Aldrovandi, Gerente ejecutivo para la Fundación Siemens expresó: "nos preocupa y ocupa acompañar el proceso formativo de nuestros estudiantes en las escuelas técnicas, y por ello buscamos formarlos a través de propuestas innovadoras acerca de los temas relevantes del universo socio-productivo de su región, en este caso energías renovables e hidrógeno verde".

"Creemos que estos círculos virtuosos que generamos con organizaciones sociales y con fundaciones empresarias potencian nuestro impacto para contribuir a una mejor educación técnica en nuestra provincia", indicó Pablo Nuñez, Ministro de Educación y Derechos Humanos de Río Negro.

Este proyecto fue posible gracias al apoyo del Ministerio de Educación de Río Negro y el Instituto Balseiro, que recibió a los y las docentes durante cinco días en sus instalaciones, complementando con formaciones y visitas a laboratorios lideradas por sus técnicos, ingenieros y académicos.

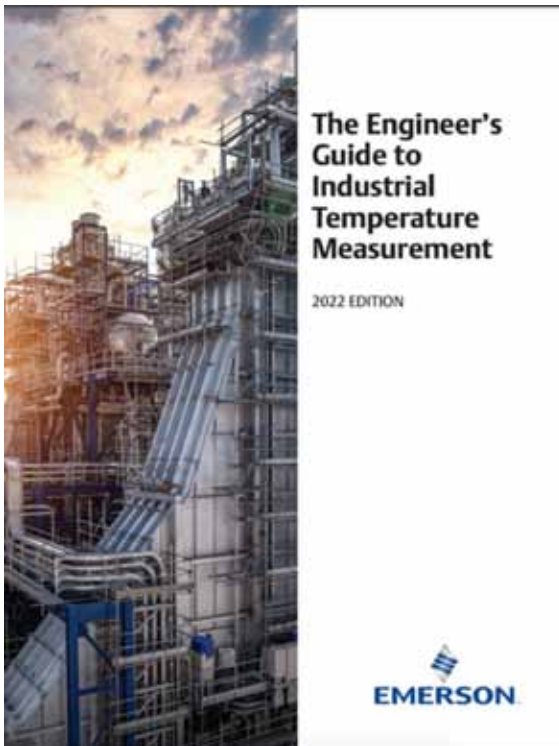
El programa "Experimento" se encuentra presente en más de 780 escuelas de todo el país e impulsa el acercamiento de los más jóvenes a los campos de la ciencia y la tecnología, a través una mirada federal e innovadora en la enseñanza y divulgación de la ciencia, que comprende la necesidad de formar a más técnicos y técnicas que acompañen los grandes desarrollos tecnológicos del país.

Guía del ingeniero para la medición de temperatura industrial

Emerson Automation Solutions lanzó esta guía gratuita para ayudar a los ingenieros a reducir costos, mejorar el desempeño y abordar los desafíos comunes de las aplicaciones.

La guía del ingeniero para la medición de temperatura industrial explora las recomendaciones, los peligros y las ventajas y desventajas de varios sistemas de medición de temperatura. Desde una introducción a la variedad de dispositivos utilizados para medir la temperatura hasta la selección e instalación de los componentes correctos para cualquier aplicación, esta guía integral es un recurso técnico de referencia para todo lo relacionado con la temperatura del proceso.

La última edición incluye las innovaciones agregadas al portafolio de medición de temperatura Rosemount™



de Emerson: X-well™ Technology, Twisted Square™ Thermowell y Thermowell Design Accelerator.

En esta encontrará acceso a información técnica de expertos de la industria: preguntas frecuentes; conceptos básicos de la medición de temperatura; ingeniería y diseño; mantenimiento y calibración; y prácticas recomendadas.

Descárguela de forma gratuita en emerson.com

Oilstone ganó la licitación para exportar gas a la petrolera estatal de Uruguay

La petrolera independiente Oilstone Energía ganó la subasta que realizó MEGSA la mañana de este miércoles. Abastecerá a Enarsa con 350.000 m³ diarios con un precio de 6,27 US\$/MMBTU.

La petrolera independiente de capitales nacionales Oilstone Energía ganó la subasta que se realizó en el mes de agosto a través del Mercado Electrónico de Gas (MEGSA) para proveer a Enarsa (Energía Argentina S.A.) el gas natural para exportar a la empresa uruguaya Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland (ANCAP).

La subasta que realiza habitualmente MEGSA se hace de manera virtual. En esta oportunidad se presentaron 14 oferentes para proveer gas a Enarsa que, a su vez, lo envía al país vecino. En total, Oilstone proveerá 350.000 m³/d (metros cúbicos diarios) hacia ANCAP a través del gasoducto Cruz del Sur.

El precio que finalmente ganó la compulsa fue de 6,27 dólares por millón de BTU (US\$/MMBTU) y podía ser de las cuencas de Neuquén, Chubut y Santa Cruz, pero las mismas fuentes señalaron a este medio que normalmente es gas de Vaca Muerta. Los envíos serán en firme y se realizarán entre las 6 h del 1 de septiembre hasta el mismo horario del 1 de octubre.

Fuentes del mercado señalaron que el precio mínimo



a ofertar en esta oportunidad era de 6,27 US\$/MMBTU, más elevado que compulsa anteriores. En septiembre de 2022 la misma subasta tuvo el precio de 3,91 US\$/MMBTU. Las exportaciones de gas natural a Uruguay están enmarcadas en un acuerdo entre ambos países y se realizan entre septiembre y abril, cuando la Argentina tiene excedente. Los volúmenes exportados pueden ascender a 450.000 m³/d.

Oilstone Energía fue fundada en 2010 y es una petrolera independiente de explotación y producción de hidrocarburos. Opera 15 concesiones de explotación que comprenden una superficie de 3.000 km² en la cuenca Neuquina.

Aconcagua Energía incrementó la producción de gas y petróleo en el segundo trimestre

La compañía obtuvo un EBITDA (ganancias antes de intereses e impuestos) ajustado de \$3236 millones, que representa un salto del 583% respecto a abril, mayo y junio de 2022. Se posicionó como el sexto productor de petróleo convencional.

La compañía argentina Aconcagua Energía, que inició sus operaciones en 2016, tuvo un aumento de la producción de petróleo del 240% y de gas del 1616% en un año. La producción total de hidrocarburos durante el segundo trimestre de 2023 alcanzó los 12.929 barriles equivalentes por día. Aconcagua acaba de sumar un equipo de perforación y anunció una campaña de pozos en Río Negro. Los datos surgen del informe de los resultados del segundo trimestre que los fundadores de la compañía, Diego Trabucco y Javier Basso, presentaron a la Comisión Nacional de Valores (CNV).

La petrolera destacó también que en el mismo período tuvo un EBITDA (ganancias antes de intereses e impuestos) ajustado de \$3236 millones, que representa un salto del 583% respecto de abril, mayo y junio de 2022. Además, tuvo un ABITDA de \$4368 millones en el primer semestre, es decir, una suba de 535% comparado con el año pasado.

Aconcagua Energía es el sexto productor de petróleo convencional, detrás de YPF, PAE, Pluspetrol, CGC y Capsa-Capex. La petrolera tuvo “mejoras en la calificación crediticia que realizaron las agencias Fix SCR y Moody’s Argentina como consecuencia del crecimiento sostenido (cambio de escala) y las fortalezas del modelo de negocio de compañía integrada”, destaca el informe.

Las ventas en el mercado interno de hidrocarburos líquidos aumentaron un 146% y las exportaciones de petróleo subieron un 1098%. En gas, las ventas locales

subieron un 711% en el segundo trimestre. Los ingresos totales por ventas ascendieron a un 558%, explicados por mayor producción y precio de crudo.

Además, Aconcagua Energía destacó para el segundo trimestre:

- Contención de costos de extracción por el modelo de negocio integrado. La compañía logró una mejora obteniendo en un lifting cost de 22,1 US\$/bbl, un 8,5% menos respecto de 2Q 2022 (24,1usd/bbl).
- En materia financiera y conforme con la política de endeudamiento máximo definida por sus accionistas (2,5x) para crecimiento orgánico, el nivel de apalancamiento deuda/EBITDA ajustado fue de 2,0x.
- En el segundo trimestre realizó inversiones en forma conjunta con sus socios por U\$S25 millones en actividad de infraestructura, equipos workovers y perforación de pozos. Las inversiones representaron una suba del 674% en comparación con las realizadas en el segundo trimestre de 2022.



La petrolera subrayó que “lleva adelante un crecimiento armónico y sostenido, en producción de petróleo y gas, reservas, generación de energía, ventas e ingresos. Mejora su participación en el mercado interno y externo, diversifica sus clientes, e integra servicios claves para una mejor gestión de costos. En este proceso, sumó nuevos colaboradores a su staff profesional, que le permiten maximizar su EBITDA ajustado, como expresó en sus resultados para el primer semestre 2023”.

Además, Aconcagua Energía “mantiene su plan de inversiones 2023 de U\$S 87,8 millones, que se ejecutará sin inconvenientes por su modelo integrado de negocio. Para esto, consolidó una flota de ocho equipos activos de pulling/workover y un equipo de perforación: seis equipos pulling/workover y un equipo de perforación en Río Negro y Neuquén; y dos equipos de pulling/workover en Mendoza”.

En el 1.º semestre de 2023, tenía cuatro equipos activos. “Es importante destacar que, como consecuencia del acuerdo alcanzado con Vista, durante marzo y abril se incorporaron más de 260 colaboradores claves de diversas disciplinas, lo que representa un crecimiento interanual en recursos humanos y know how en más del 100% y totalizando un equipo de 476 colaboradores en todas las líneas de negocios del grupo”, finalizó.

Pampa Energía completó la adquisición de Rincón de Aranda

La compra del 45% que estaba en manos de Total Austral, permite a Pampa alcanzar el ciento por ciento de participación en el bloque a cambio de la venta del parque eólico Mario Cebreiro.



Pampa Energía ha anunciado la culminación exitosa de la adquisición del área Rincón de Aranda, en la cuenca neuquina. La transacción, que se completó ayer, fue precedida por un acuerdo del 23 de junio de 2023 con Total Austral S.A. (Sucursal Argentina).

Según información a los accionistas: “la Sociedad procedió el 16 de agosto pasado al cierre del intercambio de activos con Total Austral S.A. que fuera informado mediante Hecho Relevante del día 26 de junio de 2023. cierre del intercambio de activos con Total Austral S.A.”.

Esta negociación permitió a Pampa Energía asegurarse el 45% de participación restante en el bloque.

Enclavado en la ventana de crudo de Vaca Muerta, en la cuenca neuquina, Rincón de Aranda, cuya superficie es de 240 km², se erige como un activo estratégico de gran potencial. A pesar de su actual estado no productivo, el bloque posee características geológicas y una ubicación estratégica que permiten a la empresa de Marcelo Mindlin consolidar su posición de productora de crudo.

La adquisición de Rincón de Aranda también implicó la cesión del ciento por ciento de la participación accionaria de Pampa Energía en Greenwind, cuyo activo principal es el Parque Eólico Mario Cebreiro. Este movimiento refleja la estrategia de la compañía para enfocarse en la exploración y producción de hidrocarburos.

El cierre definitivo de esta transacción está sujeto al cumplimiento de requisitos previos, incluida la obtención de una Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos (CENCH) para el área Rincón de Aranda, con un horizonte de vigencia extendido de 35 años.

Sociedad con Total Austral

La compra del 45% que estaba en manos de Total Austral S.A. permite a Pampa alcanzar el ciento por ciento de participación en el bloque a cambio de la venta del parque eólico Mario Cebreiro ubicado en Bahía Blanca.

Desde 2018, Pampa desarrolló y adquirió parques eólicos por un total de 387 MW. A pesar de la disminución de potencia eólica que se da con esta venta, la compañía desarrolla las dos primeras etapas del Parque Eólico Pampa Energía VI que permitirán en el corto plazo que sume 140 MW, y alcanzará una potencia total de 427 MW.

De esta manera, las inversiones realizadas en el sector renovable suman más de US\$1000 millones de dólares. Pampa es el tercer productor de gas de la cuenca Neuquina, tiene una participación equivalente al 8% de la superficie de Vaca Muerta, y completará inversiones por más de US\$1100 millones en el período 2021-2023 para ampliar su capacidad de producción de gas y de petróleo.

NOVEDADES DEL IAPG



Exitosas 25° Jornadas Técnicas de Petróleo y Gas del Golfo San Jorge organizadas por la Seccional Sur del IAPG



COMODORO RIVADAVIA. El 16 y 17 de agosto, en la ciudad chubutense de Comodoro Rivadavia, se realizaron las 25° Jornadas Técnicas de Petróleo y Gas del Golfo San Jorge, organizadas por el IAPG.

En efecto, durante dos días, al menos 160 personas se dieron cita para atender a los 40 trabajos técnicos presentados para cubrir todas las temáticas locales de interés relativas a la industria de los hidrocarburos. Según el Comité Técnico organizador, encabezado por Conrado Bonfiglioli, gerente de la Seccional Sur del IAPG, el resultado fue satisfactorio y las presentaciones de excelente nivel.

Los cuatro trabajos destacados y premiados fueron los siguientes:

- “Desarrollo FM. POZO D-129 en Cañadón León mediante pozos horizontales Simulación Dinámica en Petrel”, por Melisa Ranciclio y Nahuel Raineri (YPF)
- “Desafío de la recuperación terciaria en campo maduro: el futuro después de 40 años de inyección de agua”, por Soledad Ana González y Elena Ivana Ylitch (YPF)
- “Aplicación de motores de imán permanente Serie 375 en pozos con bombeo electrosumergible en Yacimientos de YPF Santa Cruz”, por Hugo Ambram, Víctor Sardinas, Pablo Coria, Víctor Devinenti y Maivy Orozco (YPF- Baker Hughes)
- “Proyecto de monitoreo y operación remota de SET”, por Víctor Benites (YPF)

Estas jornadas se realizan anualmente y se han convertido en uno de los eventos más importantes para el análisis técnico de los hidrocarburos de la región.

El IAPG premió la trayectoria de su personal

En el renovado auditorio de su sede de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, las autoridades del IAPG realizaron un reconocimiento a la trayectoria de cinco de sus miembros.

Se trata de Mirta Gómez, Miriam García, Andrés Peña Sepúlveda, Adriana Divito y Marcela Juárez. Los





cinco recibieron una medalla y un homenaje por parte del presidente del Instituto, Ernesto López Anadón; quien estuvo acompañado por uno de sus predecesores, Enrique Porteau.

Los homenajeados presentan de las más largas carreras dentro del Instituto y así lo comentaron en emocionados.

Programa Voces Vitales- IAPG para Mujeres Líderes en Energía 2023

La Comisión de Diversidad, Equidad e Inclusión del IAPG se dio cita a pleno en el acto de cierre de la 1ª edición del Programa Mujeres Líderes en Energía 2023,





realizado por IAPG y Voces Vitales, una organización que identifica, capacita y empodera a mujeres líderes emergentes, de todo el mundo.

El programa incluye el mentoreo a empresas para sus propios programas de la temática, con el fin de potenciar a más mujeres líderes en el mundo. Su objetivo es desarrollar/equipar a las mujeres con habilidades de liderazgo para acceder a oportunidades laborales de referencia, como un paso inicial para convertirse en generadoras de opinión y agentes de cambio en el sector de energía. Es



una intervención de liderazgo en persona de cinco días para mujeres líderes emergentes. Las actividades se llevan a cabo en diferentes empresas de la industria.

El acto de cierre se realizó en el Palacio Bosch de la Embajada de los Estados Unidos y estuvo presidido por Abigail L. Dressel, vicejefa de Misión en la Embajada de los Estados Unidos en Buenos Aires; y por el presidente del IAPG, Ernesto López Anadón. También se expidieron referentes de Voces Vitales.

NOVEDADES DESDE HOUSTON



IAPG Houston presenta las nuevas autoridades para 2023-2024

El día 23 de agosto pasado el IAPG Houston celebró su asamblea anual, donde presentó los resultados recientes y eligió las nuevas autoridades para el período 2023-2024.

El evento reunió a directores, miembros, patrocinadores y socios de IAPGH. Entre los asistentes destacados se encontraba la Cónsul General de Argentina en Houston, María Cristina Tosonotti.

Emilio Acin Daneri, el presidente saliente, realizó una presentación en la que resumió las actividades y logros del mandato que terminó, y destacó el almuerzo con el presidente argentino Alberto Fernández y su gabinete, así como la 3ª Conferencia Anual de Energía de Argentina, ambos celebrados en septiembre de 2022. Este año, además se realizó un desayuno con el Secretario de Energía de Argentina en marzo, y una serie de eventos en mayo durante la Offshore Technology Conference, incluida la conferencia sobre Offshore Uruguay/Argentina y el tradicional cóctel de la OTC.

A su vez, se destacó el trabajo del IAPG Houston en





materia de educación, con la renovación de un total de 14 becas relacionadas con los programas Claudio Manziolillo y Comisión Fulbright Argentina, que recibieron más de 65 solicitudes.

Finalmente, se eligió la lista de la Junta Directiva para el período 2023-2024, con la Sra. María Marta Miná como la nueva Presidenta. Y se dio un reconocimiento especial al Sr. Miguel Di Vincenzo, quien durante más de 20 años ha sido una parte clave en el éxito de IAPGH.

El directorio completo se publicará a la brevedad en la web iapghouston.com

IAPG Houston agradece el compromiso continuo de sus patrocinadores, que hacen posible la organización de los foros y la concesión de las becas: Pan American Energy, Shell, Tenaris, Chevron, ExxonMobil, SLB, Equinor, Gas y Petróleo del Neuquén S.A.

La institución espera con entusiasmo un nuevo período lleno de desafíos para la industria energética argentina. Y mantiene la confianza de seguir siendo la plataforma preferida para los gobiernos y líderes empresariales del sector energético interesados en avanzar en sus iniciativas en la Argentina y los Estados Unidos.

Calendario Cursos IAPG 2023

Julio

13 al 14 de julio

Protección contra Descargas Eléctricas y Puesta a Tierra

Instructor: *D. Brudnick*

Agosto

9 al 11

Taller de Bombeo Mecánico

Instructor: *P. Subotovsky*

10 al 11

Medición de Hidrocarburos

Instructor: *D. Brudnick*

22 al 23

Integridad de Ductos: Gestión de Riesgos Naturales

Instructores: *M. Carnicero y M. Ponce*

24 al 25

Integridad de Ductos: Prevención de Daños por Terceros

Instructores: *J. Kindsvater, J. Palumbo, M. G. Palacios y S. R. Martin*

28 de agosto al 1 de septiembre

Introducción a la Industria del Petróleo

Instructores: *L. Stinco, A. Liendo, F. Tuero, P. Subotovsky y S. R. Martin*

Septiembre

4 al 8

Métodos de Levantamiento Artificial

Instructor: *P. Subotovsky*

5 al 8

Protección Anticorrosiva 1

Instructores: *S. Rfo y C. Delosso y G. Mancuso*

18 al 22

Recuperación Secundaria - Streaming

Instructor: *M. E. Chimienti*

21 al 22

Introducción al Big Data y Analytics en la Industria del Petróleo y del Gas

Instructor: *E. Irigoyen*

27 al 29

PMI Avanzado. Gestión de Proyectos Complejos y Obras

Instructores: *N. Polverini y F. Akselrad*

28 al 29

Contratación y Documentación de Proyectos y Obras

Instructor: *Daniel Brudnick*

Octubre

3 al 6

Protección Anticorrosiva 2

Instructores: *E. Carzoglio, P. Cianciosi y C. Flores*

3 al 6

Introducción a la Industria del Gas

Instructores: *C. Casares, R. Caligari, B. Fernández, P. L. Carcagno y E. Fernández*

10 al 12

Evaluación de Proyectos 1

Instructor: *F. Arilla*

11 al 18

Seminario de la Industria del Petróleo y del Gas y su terminología en inglés

Instructor: *F. D'Andrea*

17 al 20

Taller de Análisis Nodal

Instructor: *P. Subotovsky*

19 al 20

Estaciones de Medición y Regulación de Gas Natural

Instructor: *Daniel Brudnick*

25 al 27

Procesamiento de Gas Natural

Instructores *C. Casares, E. Carrone y profesores invitados*

Noviembre

21 al 22

Limpieza de Pozo - Streaming

Instructor: *F. A. Liendo*

23 al 24

Clasificación de Áreas

Instructor: *D. Brudnick*

29 al 1 de diciembre

Taller de Interpretación de Mediciones Ecodinamométricas

Instructor: *P. Subotovsky*

30 al 1 de diciembre

Procesamiento de Curso

Instructores: *C. Casares, E. Carrone y profesores invitados*

Cursos online

Curso Básico: La Industria de E & P de Petróleo y Gas Natural

Instructor: *R. Caligari*

Herramientas de Proyecto: WBS. Administración de Alcance

Instructores: *F. Akselrad y N. Polverini*

Registro de Pozos I y II. Instructor: *A. Khatchikian*