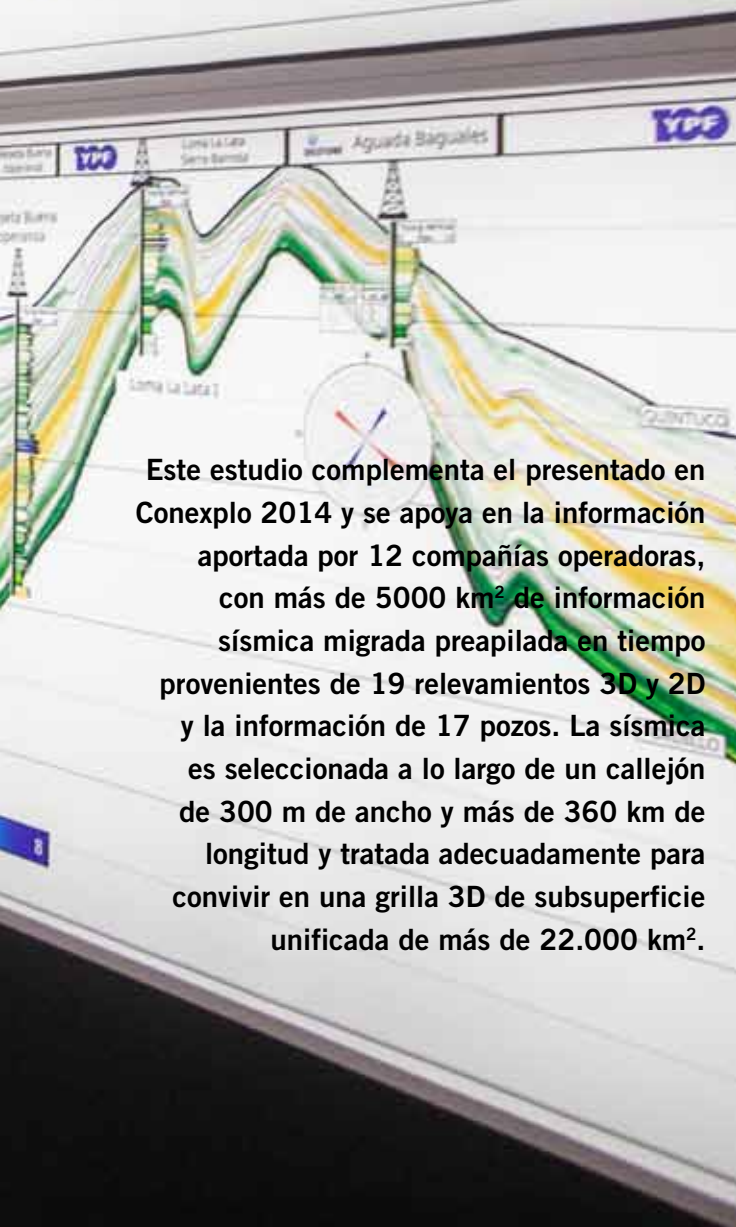
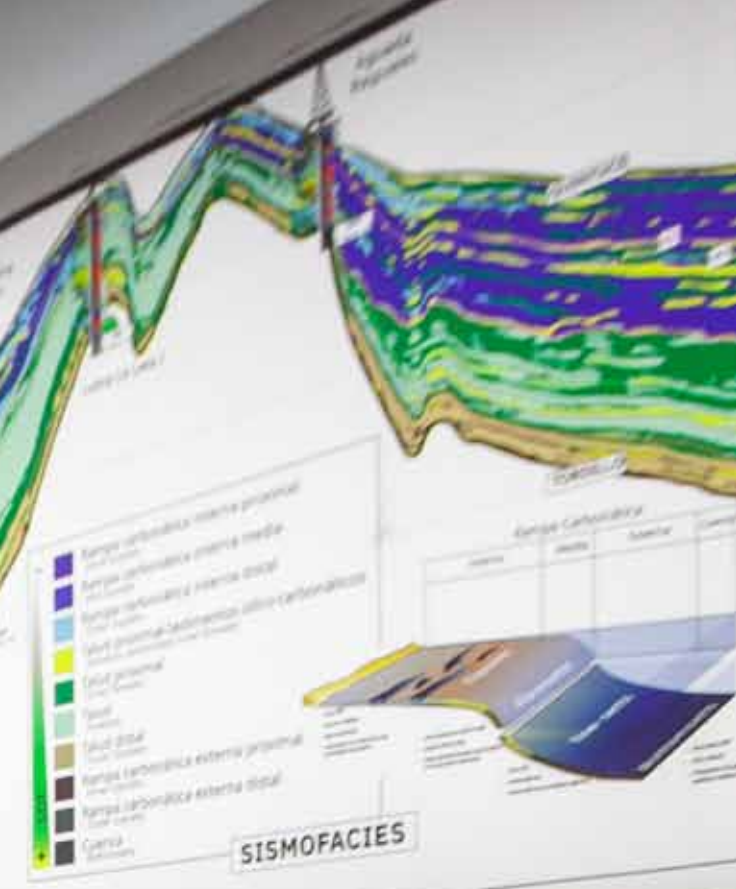


# Estudio regional para la evaluación de la formación Vaca Muerta: generación de transecta geofísica

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 km<sup>2</sup> 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 km<sup>2</sup>.**

## 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 km<sup>2</sup> 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 km<sup>2</sup> 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 km<sup>2</sup>.

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-



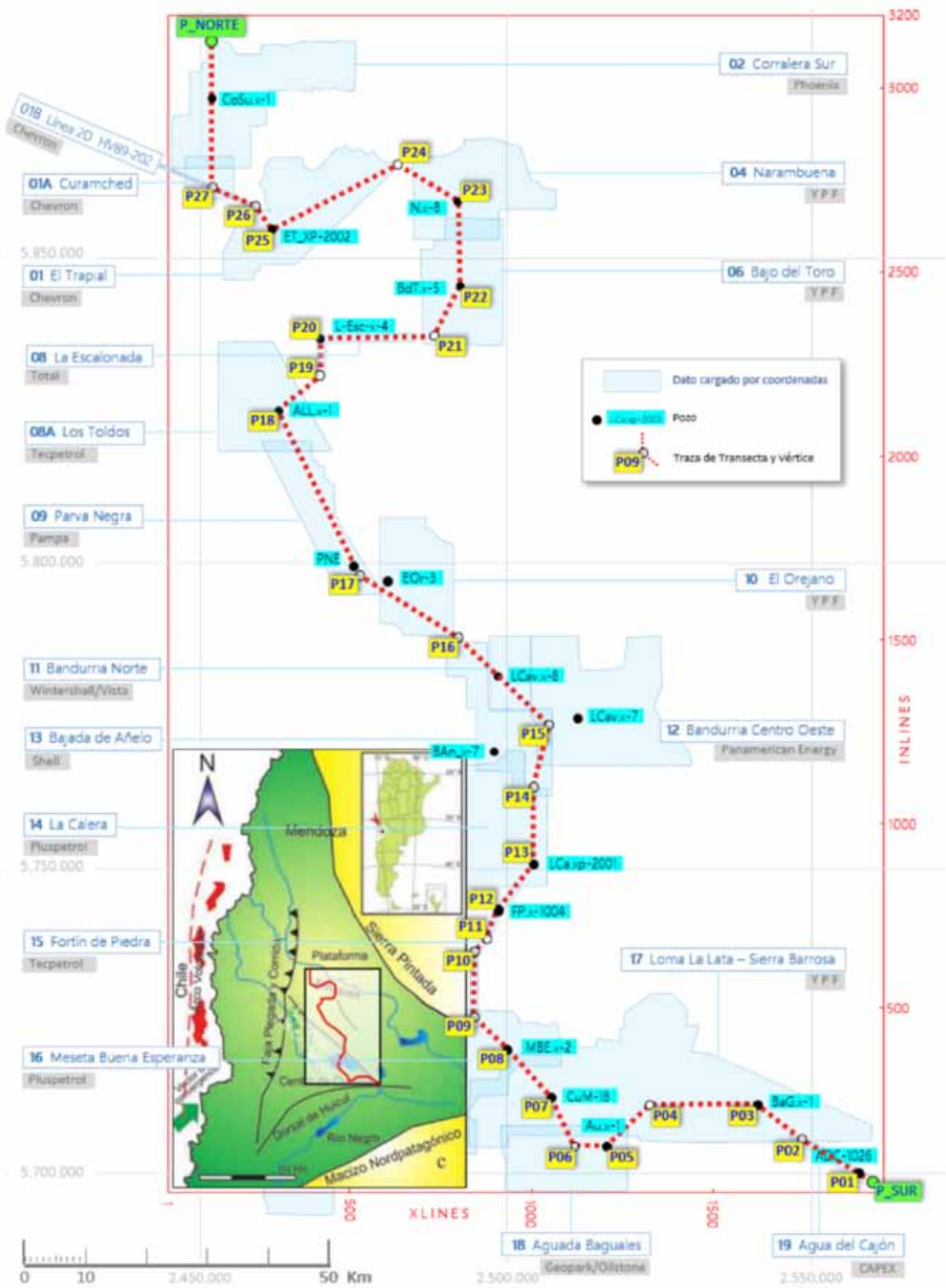


Figura 1. Mapa de ubicación del proyecto (Modificado de Sánchez *et al.*, 2004). Mapa base (Sísmica y Pozo).

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-

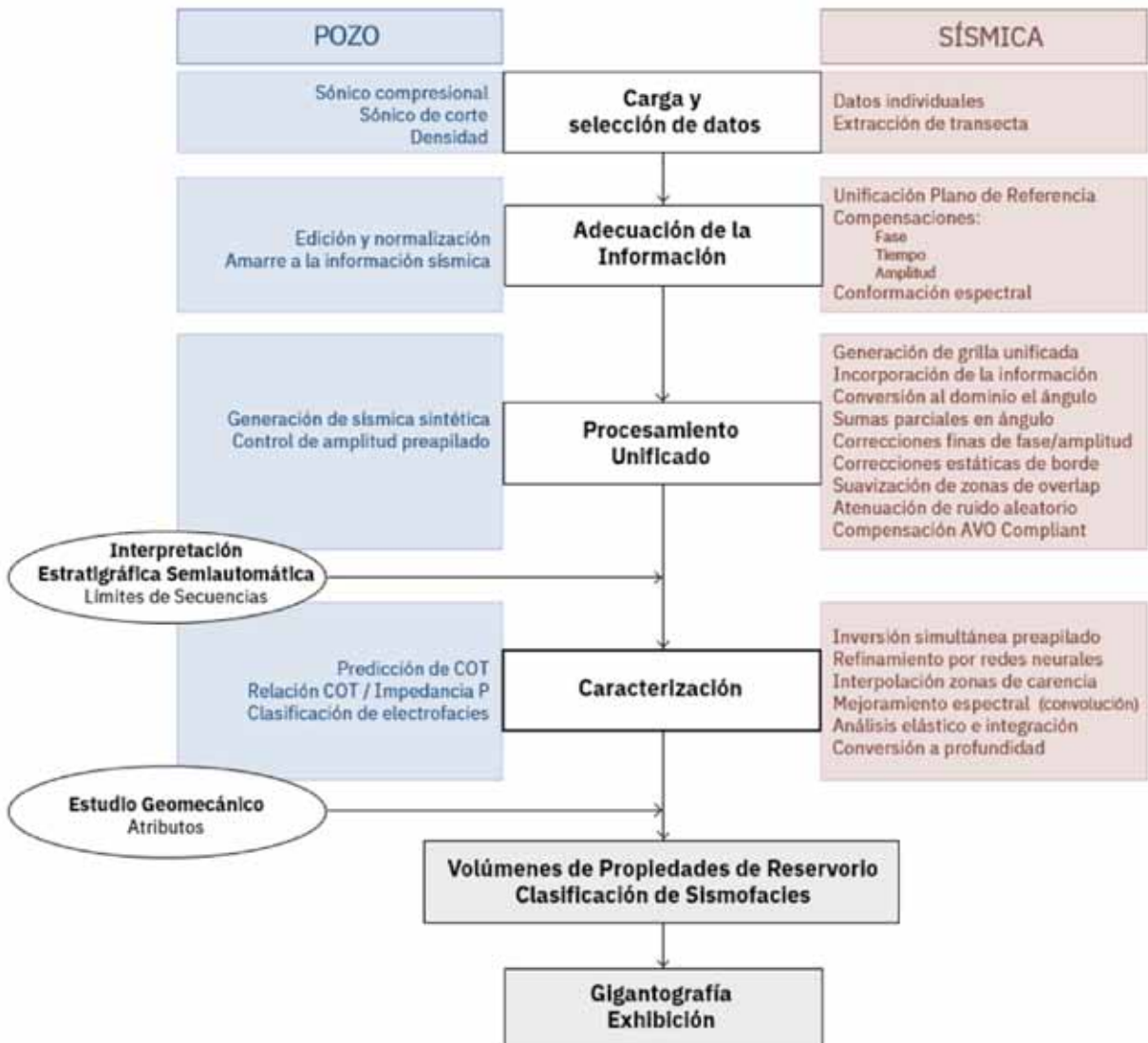


Figura 2. Flujo de trabajo.

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, sónico, 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, sónico 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, sónico 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

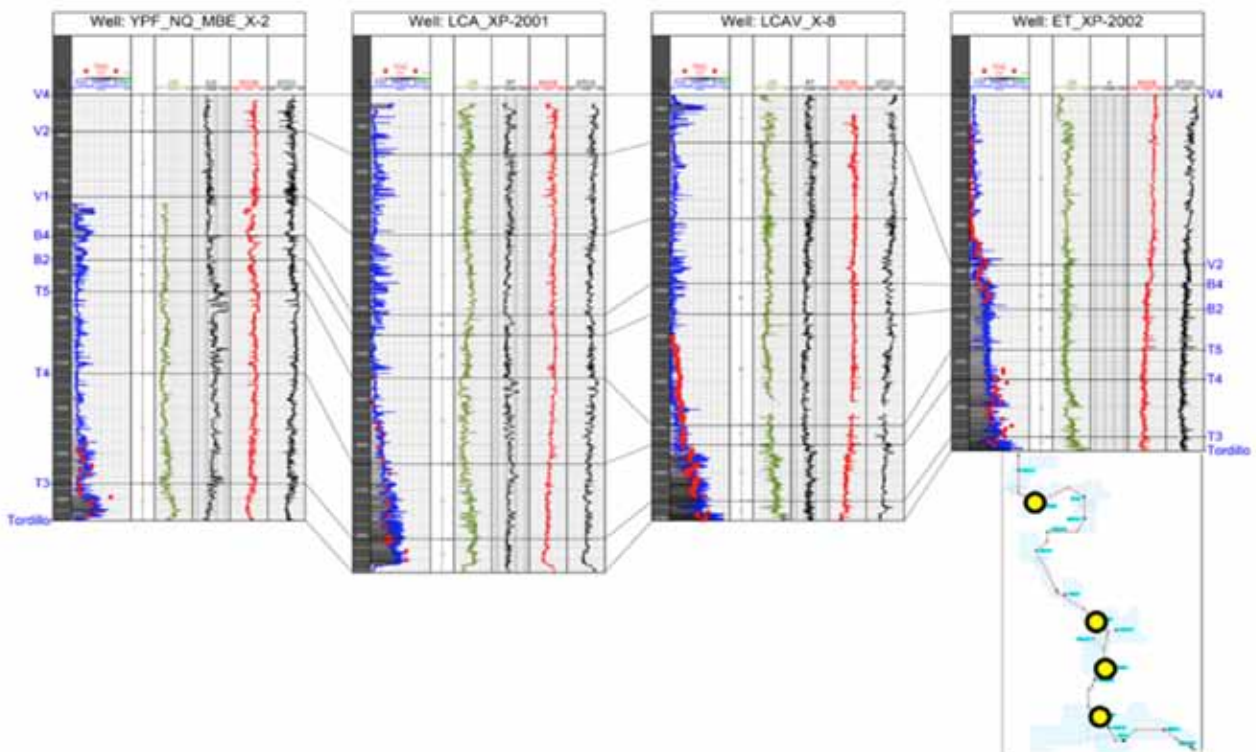


Figura. 3 Predicción y calibración del COT en los pozos que contaban con datos de laboratorio.



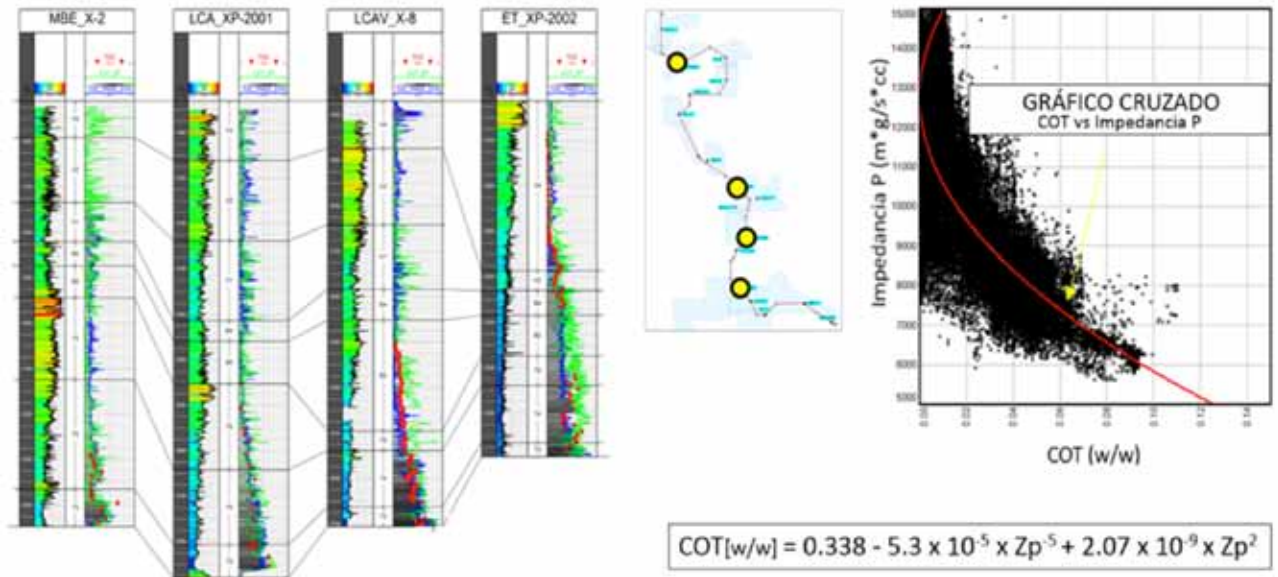


Figura 4. Relación entre carbono orgánico total (COT) y la impedancia P.

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

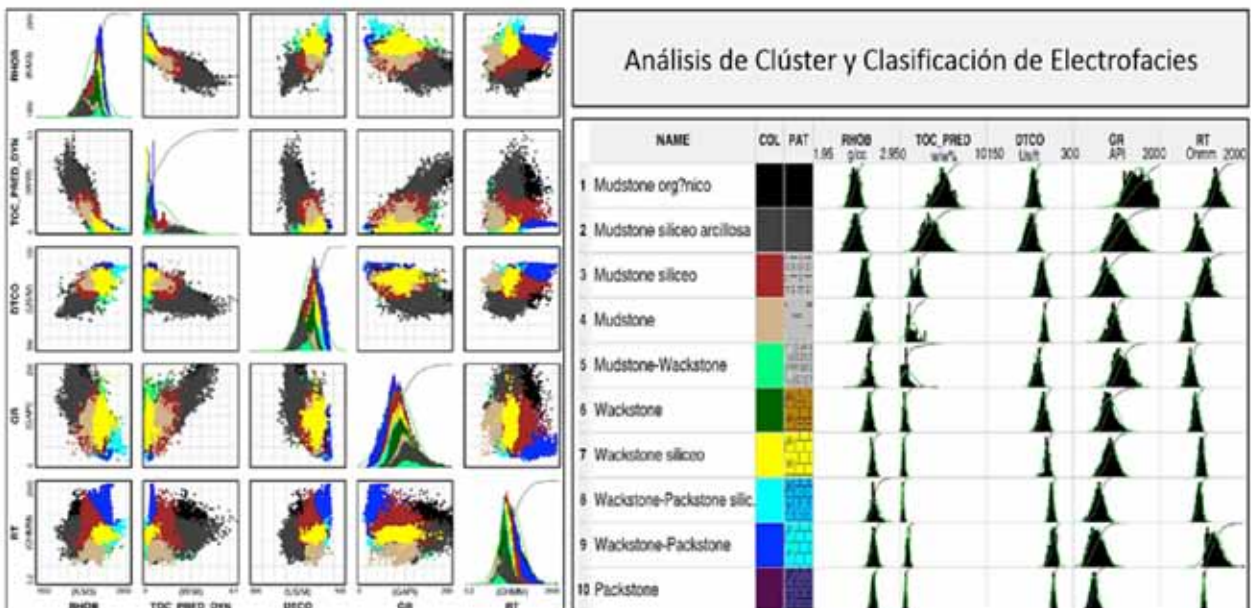


Figura 5. Análisis de clúster y clasificación de electrofacies a partir de la información de 15 pozos a lo largo de la transecta.

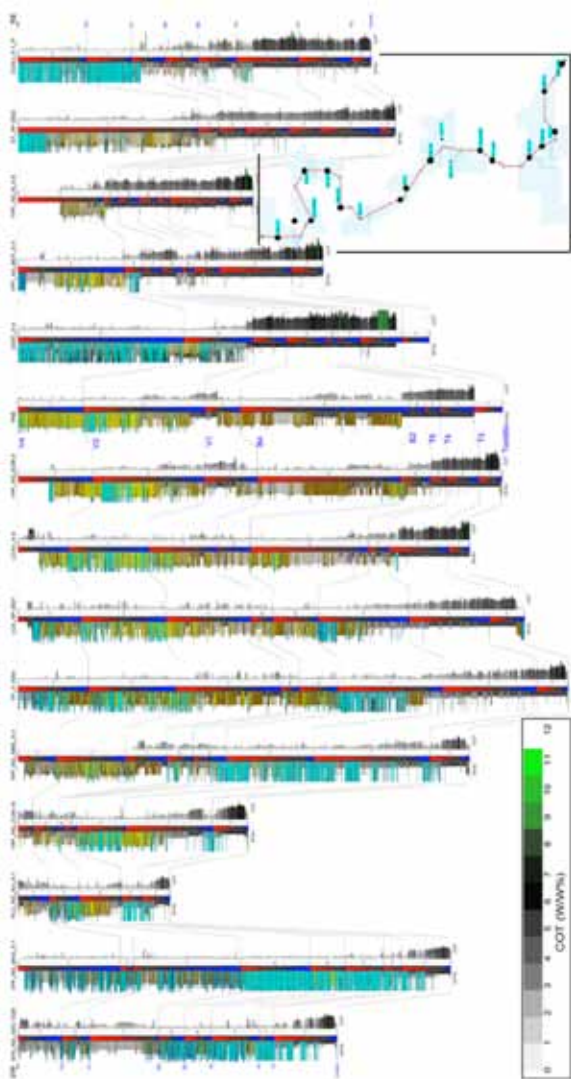


Figura 6. Correlación de las electrofacies y predicción de COT en los pozos a lo largo de la transecta.

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 km<sup>2</sup>, 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.

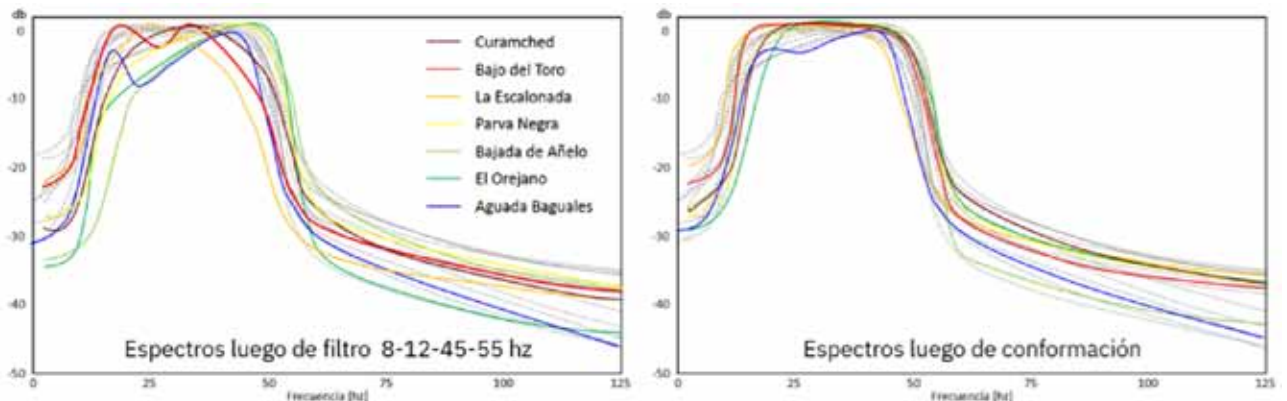


Figura 7. Conformación espectral.

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)





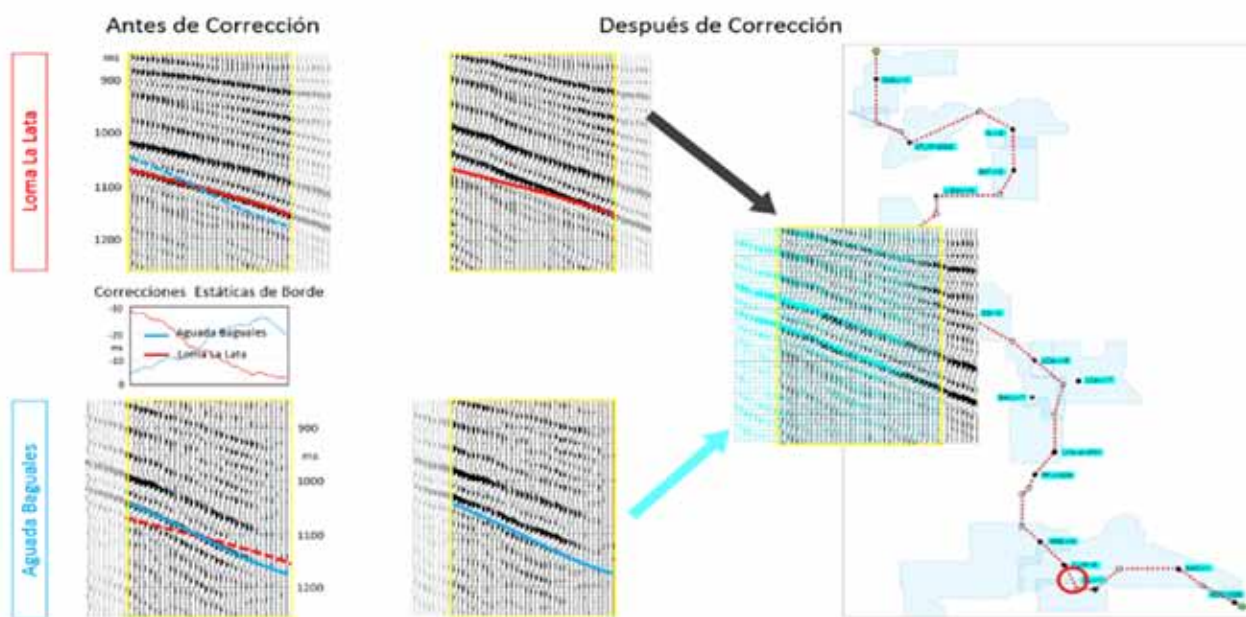


Figura 9. Ejemplo de corrección estática de overlap para la unión Loma La Lata-Aguada Baguales.

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 confluentes 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.

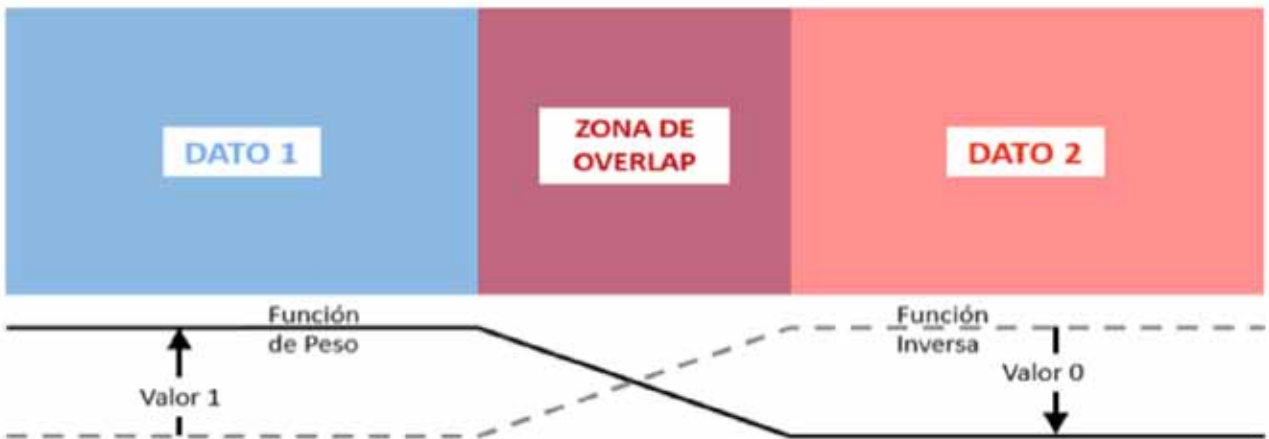


Figura10. Funciones de peso para "transición suave" en zonas de superposición.

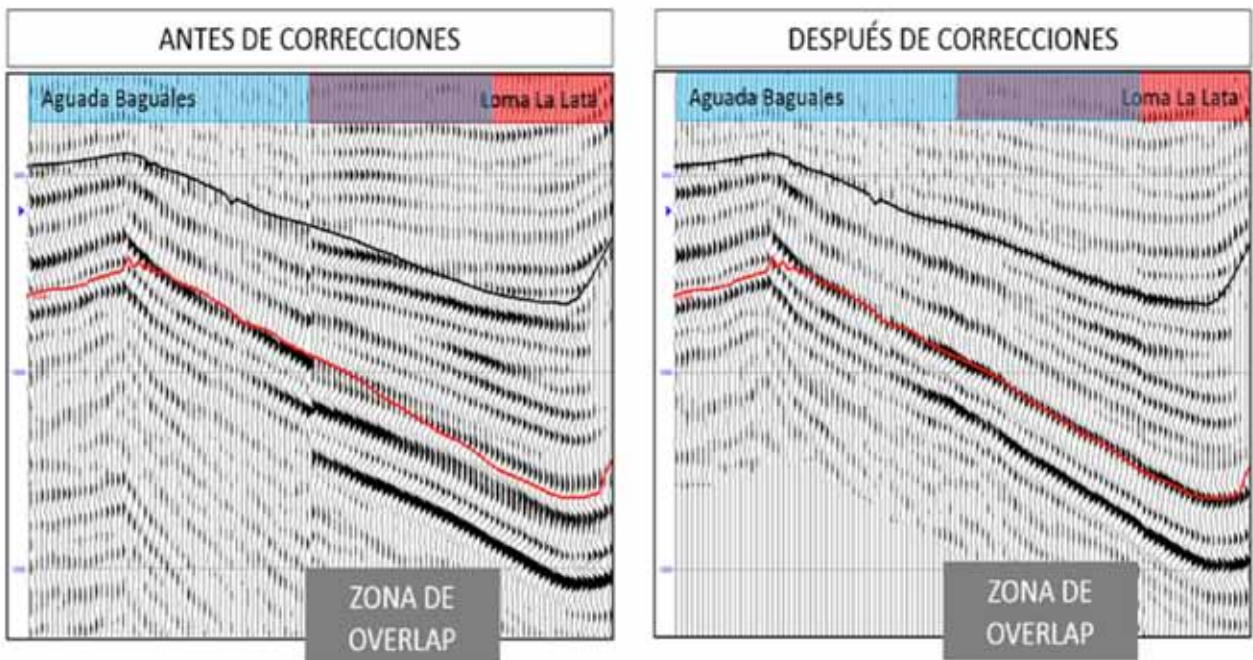


Figura11. Mejoras experimentadas debido a la aplicación de la secuencia completa de correcciones y compensaciones en la zona de overlap entre Loma La Lata y Aguada Baguales.

- 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

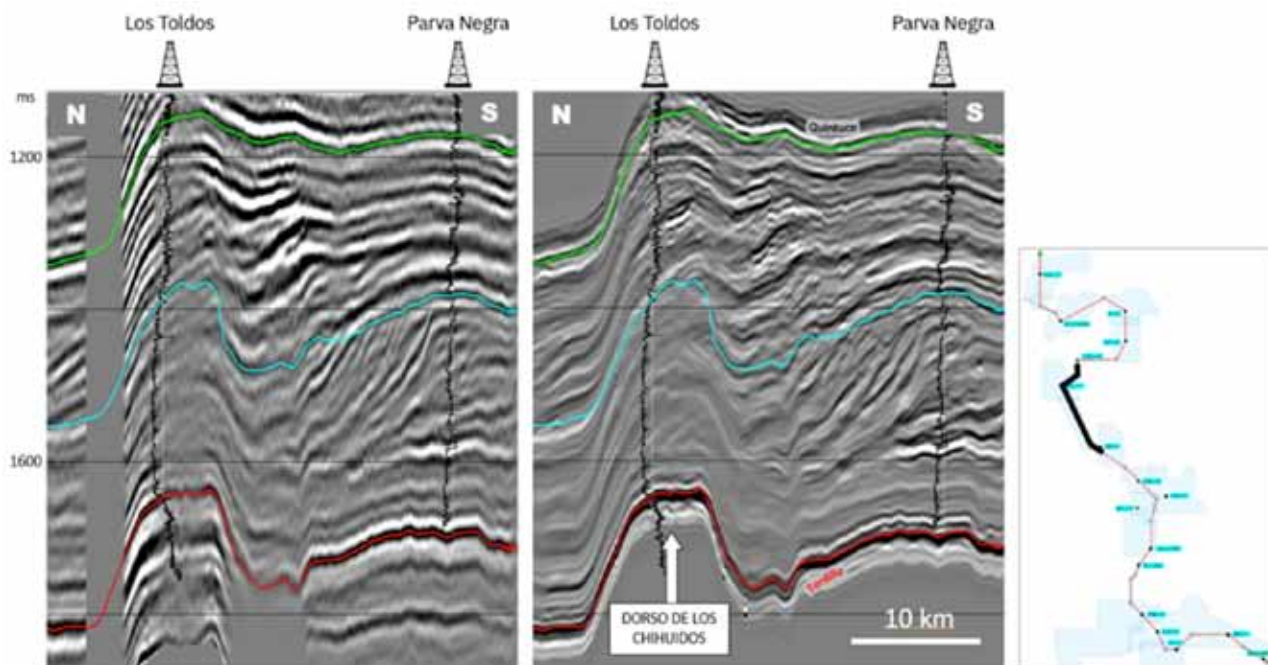


Figura 12. Comparación de datos antes y después de la secuencia de procesamiento, incluidos la interpolación y el mejoramiento en frecuencia: izquierda 40-50 hz, derecha 90-100 hz.

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  $V_p/V_s$ , pero cumple con el objetivo de completar el dato preapilado, y de dejar como legado un dato que pudiera oficiar 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

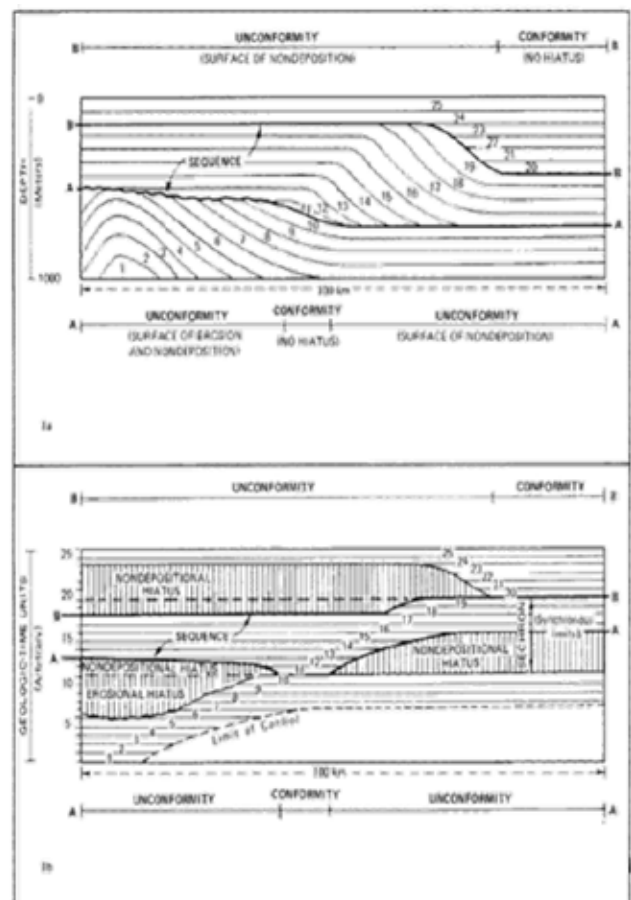


Figura 13. Esquema de interpretación (Memoria26).

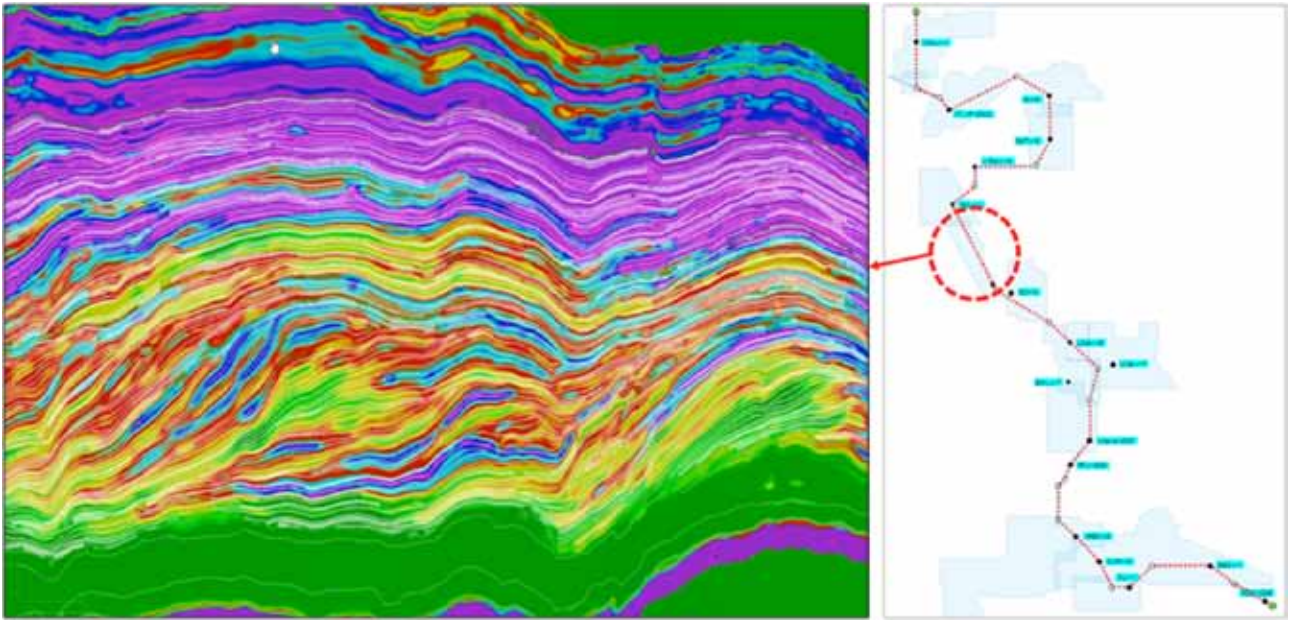


Figura 14. Interpretación semiautomática sobre la sección de impedancia P.

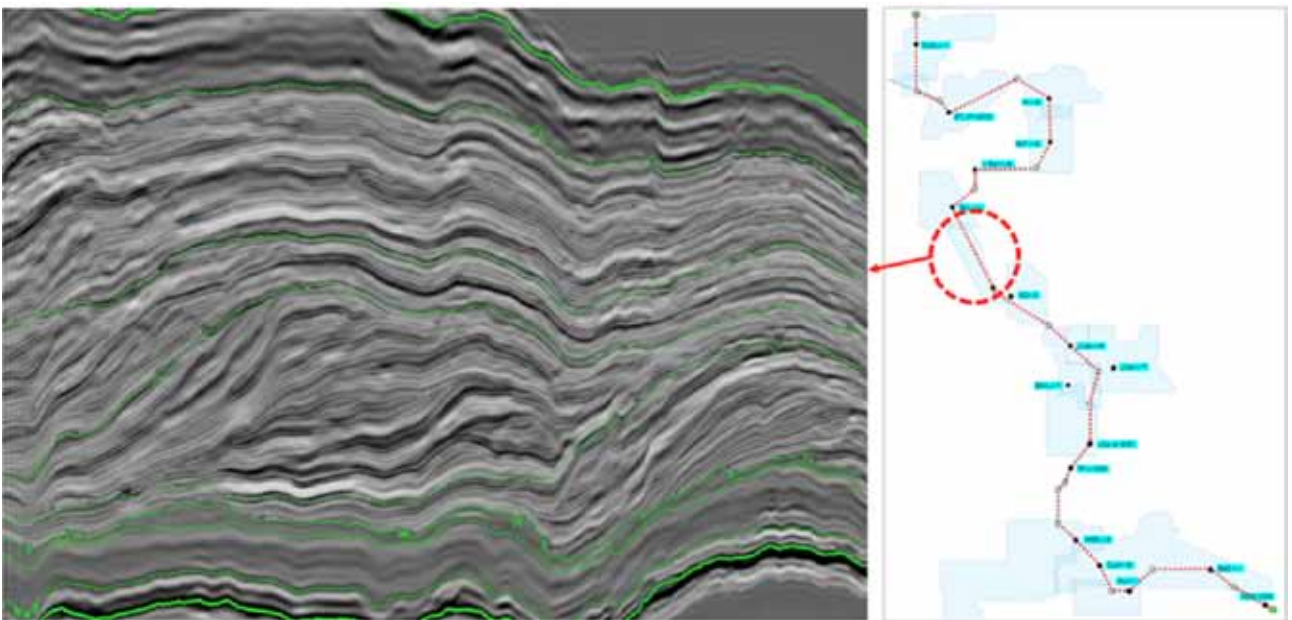


Figura 15. Interpretación semiautomática sobre la amplitud en alta resolución por reflectividad y convolución (0-0-90-100 Hz) en gama de grises.

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

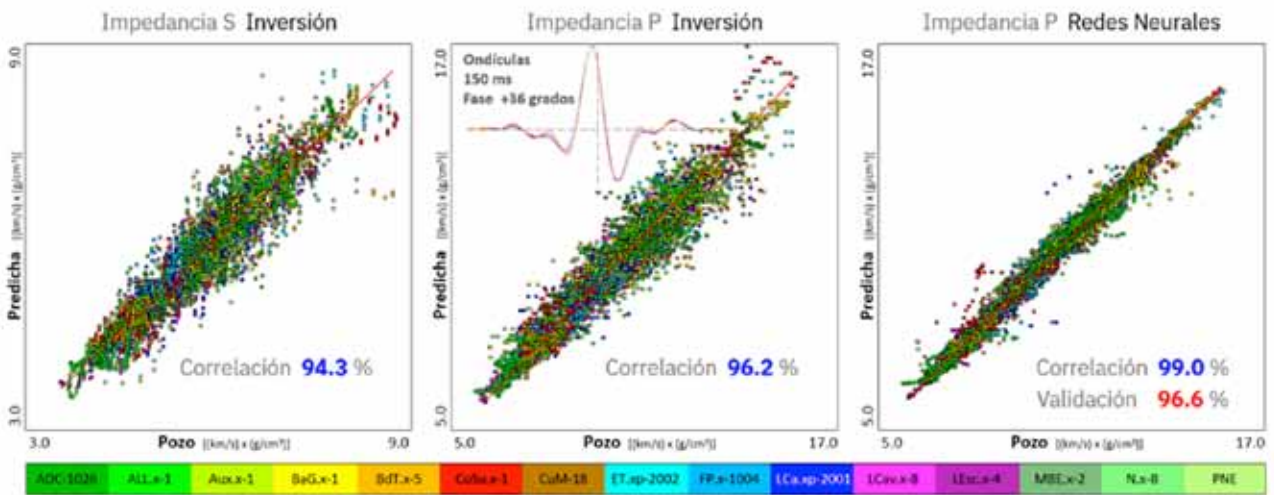


Figura 16. Correlación para impedancias S y P por inversión e impedancia P mejorada por redes neurales.

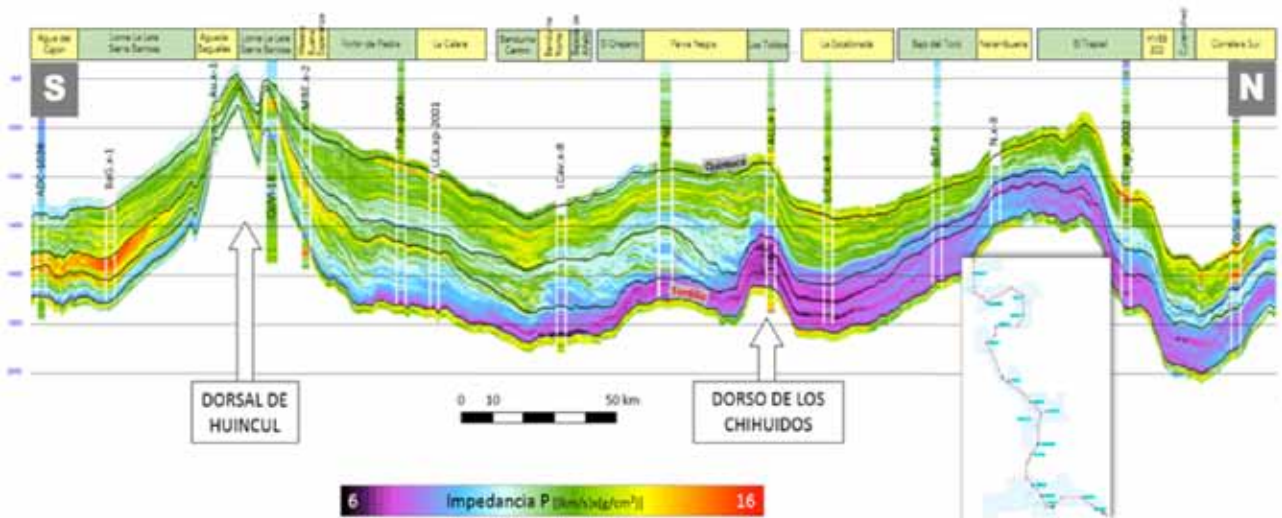


Figura 17. Sección por los pozos de la impedancia P en su versión refinada por redes neurales.

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.

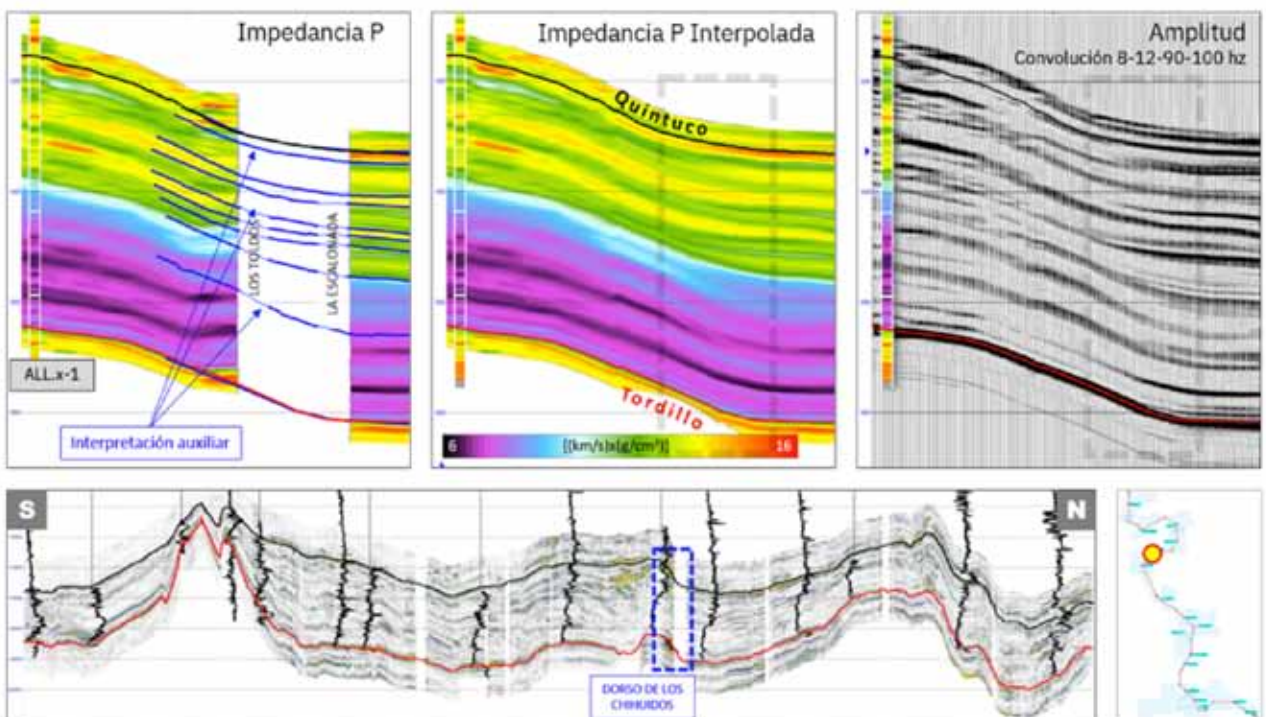


Figura 18. Ejemplo de interpolación en la zona de carencia Los Toldos-La Escalonada.

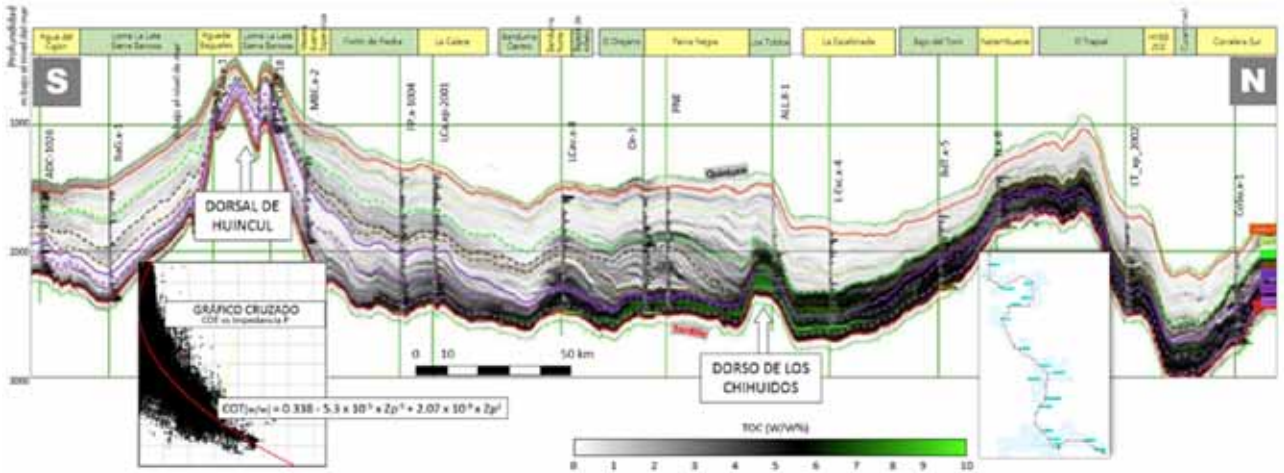


Figura 19. Distribución de la materia orgánica a lo largo de la transecta.

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-

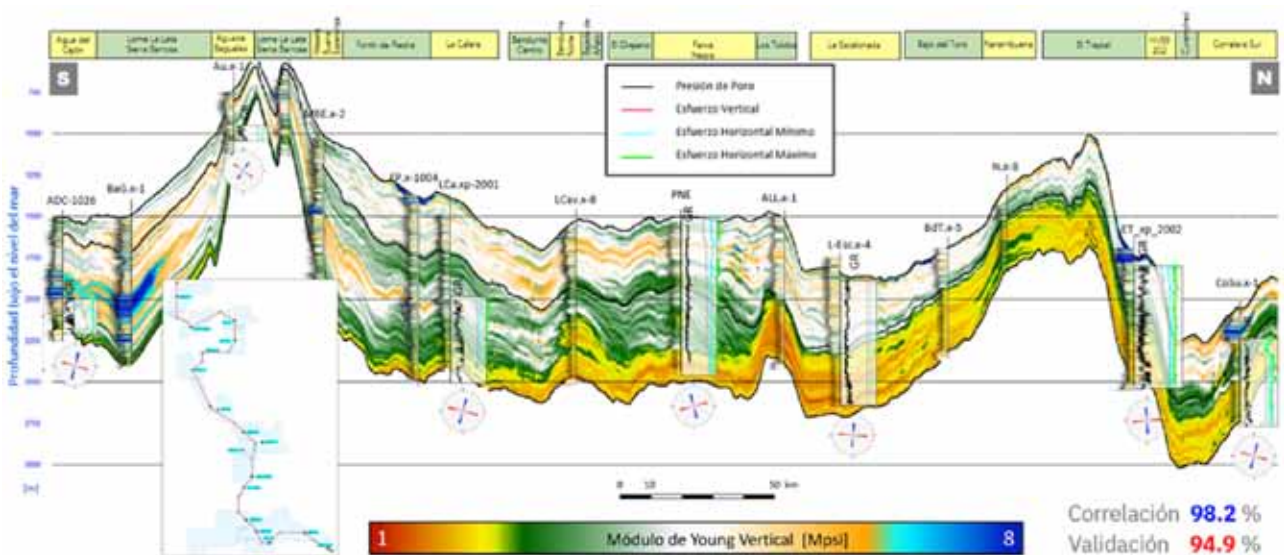


Figura 20. Integración geofísica-geomecánica.

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

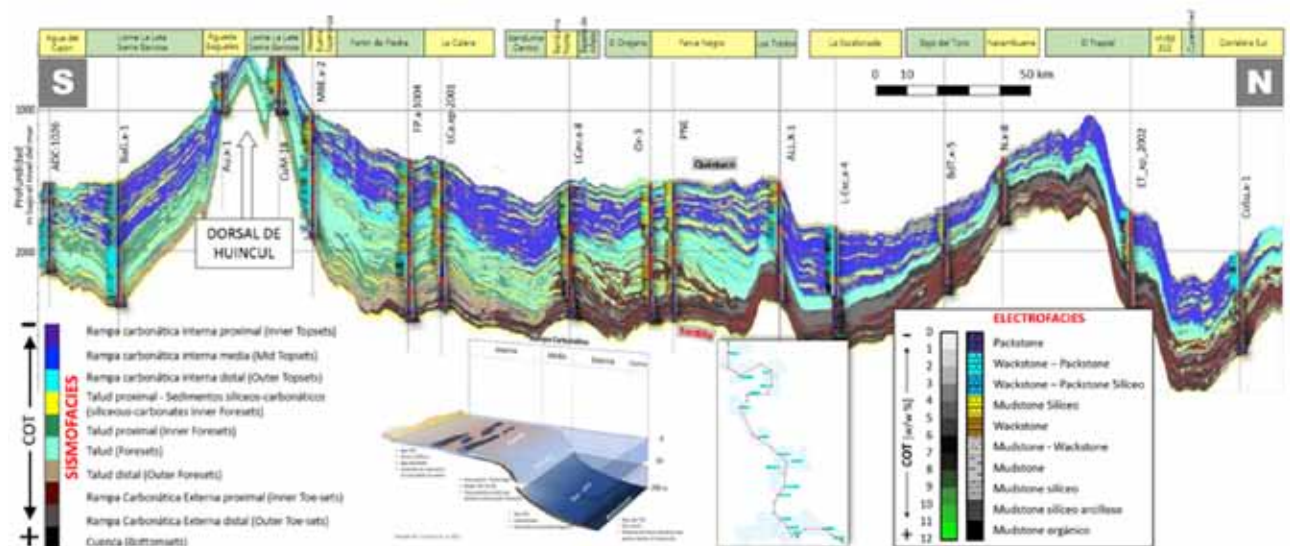


Figura 21. Sección de sismofacies con electrofacies y COT en los pozos.



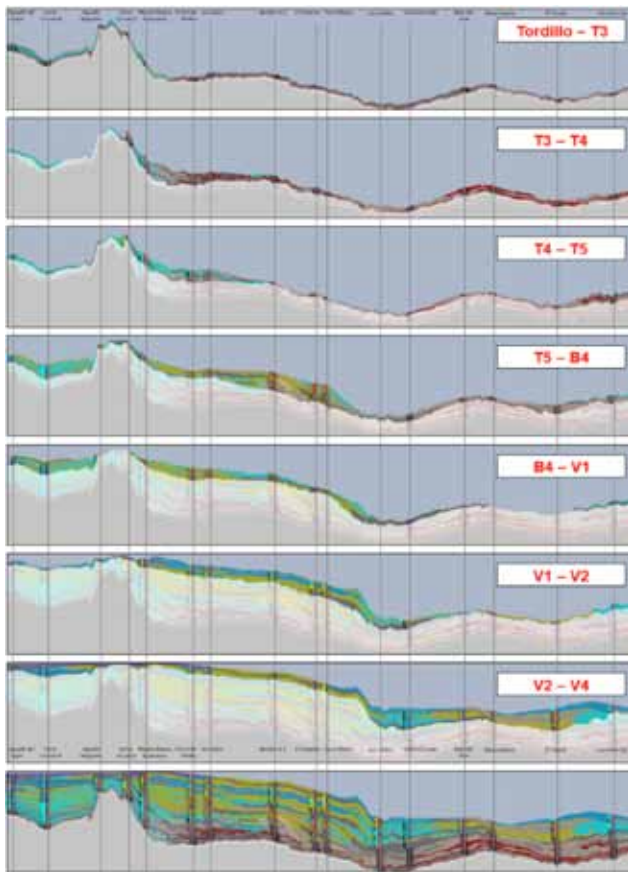


Figura 22. Secuencia de reconstrucción paleoambiental por intervalos.

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.