

TRABAJO FINAL DE INTERPRETACIÓN SÍSMICA INTEGRAL ESPECIALIZACIÓN EN GEOCIENCIAS DE EXPLORACIÓN Y DESARROLLO DE HIDROCARBUROS

AUTOR: Santiago LÚQUEZ. DIRECTORES: Eugenio Daniel SOUBIES, Lic. Ángela MELLI.

RESUMEN

En el área del yacimiento maduro Puesto Touquet, se interpretó el Miembro Cutral Có, correspondiente a la Formación Los Molles desde un punto de vista estratigráfico y estructural identificando discontinuidades, para luego generar un modelo estructural. Al mismo tiempo se analizaron los registros eléctricos de los pozos exploratorios, en conjunto con datos petrofísicos de laboratorio. El trabajo interdisciplinario de índole petrofísico, geofísico y geológico, tuvo como objetivo realizar un estudio evolutivo del desarrollo del yacimiento, y determinar características petrofísicas y atributos sísmicos, que guarden relación geológica con el reservorio alojado en Miembro Cutral Co (alrededor de 650 metros de areniscas lenticulares con intercalaciones de lutitas marinas, en discordancia con el Precuyo).



INTRODUCCIÓN	2
SITUACIÓN ACTUAL DEL ÁREA DE ESTUDIO	2
OBJETIVO	2
ORGANIZACIÓN DEL TRABAJO FINAL	2
RECOPIACIÓN Y ANÁLISIS DE LOS ANTECEDENTES GEOLÓGICOS DEL ÁREA	3
LA CUENCA NEUQUINA	3
LA DORSAL DE HUINCUL	3
PUESTO TOUQUET	3
FORMACIÓN LOS MOLLES	4
MIEMBRO PELÍTICO INFERIOR	4
MIEMBRO CUTRAL CÓ	5
MIEMBRO PELÍTICO SUPERIOR	5
ESTILO ESTRUCTURAL	5
SISTEMA PETROLERO	6
ROCA MADRE, SELLO Y TRAMPA	6
RECOPIACIÓN Y ANÁLISIS DE LOS ANTECEDENTES GEOFÍSICOS DEL ÁREA	7
PARÁMETROS DE ADQUISICIÓN	7
SECUENCIA DE PROCESAMIENTO	7
METODOLOGÍA	8
DATOS DE POZOS	9
PASES FORMACIONALES	9
LEY DE VELOCIDAD	9
PERFILES	9
INFORMACIÓN ADICIONAL DE POZOS	10
ESPESORES	11
INTERPRETACIÓN DE HORIZONTES	11
MAPEO ESTRUCTURAL EN TIEMPO DEL HORIZONTE SÍSMICO ASOCIADO AL MIEMBRO CUTRAL-CÓ	12
INTERPRETACIÓN DEL SISTEMA DE FALLAS	12
MODELO DE VELOCIDAD Y CONVERSIÓN A PROFUNDIDAD DE MAPAS ISÓCRONOS	13
ATRIBUTOS SÍSMICOS	14
RMS AMPLITUDE	14
INTERPRETACIÓN DE PERFILES, POROSIDAD, SAT. DE FLUIDOS, ESP. ÚTIL, PERMEABLES	16
DEFINICIÓN DE LOS TOPES	16
CÁLCULOS DE POROSIDAD, SATURACIÓN DE FLUIDOS, ESPESOR ÚTIL	19
INTEGRACIÓN GEOLÓGICA Y GEOFÍSICA	20
OBTENCIÓN DE UN MODELO ESTRUCTURAL - ESTRATIGRÁFICO DEL ÁREA	22
MODELO ESTRUCTURAL	22
MODELO ESTRATIGRÁFICO	24
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	25
REFERENCIAS	26

INTRODUCCIÓN

SITUACIÓN ACTUAL DEL ÁREA DE ESTUDIO

El área de estudio se encuentra ubicada en el ámbito de la Dorsal de Huincul, en el sur de la Cuenca Neuquina. La Dorsal de Huincul es un rasgo morfo-estructural sobresaliente que se extiende por 250 km con una orientación general E-W. Está constituida por un tren de estructuras anticlinales de orientación preferencial E-W fuertemente asimétricas con vergencia predominantemente sur, que involucra desde el basamento Paleozoico hasta los sedimentos del Cretácico Superior (Orchuela y Ploszkiewicz, 1981).

De acuerdo con Pangaro 2009, la configuración que presenta actualmente es debido a un sistema compresivo que actuó durante el Jurásico Superior hasta el Cretácico con un relleno de 1.500 a 5.000 metros de depósitos del Triásico Superior al Jurásico Inferior. Al igual que otras zonas de la cuenca, la dorsal es un área de gran interés científico y exploratorio por presentar un gran potencial energético.

En referencia al yacimiento Puesto Touquet, la estructura principal y de mayor producción es un anticlinal elongado en dirección SW-NE generado por la inversión tectónica que afectó a la zona Dorsal de Huincul (Allo et al, 2014), de orientación aproximadamente E-W, y con fallas normales de dirección N-S. Esta estructura es la responsable de generar el entrapamiento tanto para las unidades más someras del Mb Cutral Có, con una profundidad media de 600 mbbp, como también para los reservorios profundos del Gr Precuyo, con profundidad media de 1.200 mbbp.

En el año 1983, la Compañía YPF perforó el pozo exploratorio PTu.x-1, descubridor del yacimiento Puesto Touquet. En 1994, la Compañía Pluspetrol adquirió el área, realizó la perforación del pozo PTu.a-1001 y, en 1996, comenzó la etapa de desarrollo del campo con objetivo en la formación Mb. Cutral Co. Puesto Touquet se caracteriza por ser un yacimiento de gas somero que se encuentra ubicado en el ámbito de la Dorsal de Huincul, en el sur de la Cuenca Neuquina.

OBJETIVO

El presente proyecto integrará los datos del área correspondiente a Puesto Touquet. Se analizará el procesamiento de los datos sísmicos y su validación. Teniendo en cuenta los mapas en tiempo y su conversión a profundidad, los datos aportados por los análisis petrofísicos de los sondeos exploratorios, se analizarán las zonas más propicias que puedan comportarse como reservorios.

Se propone estudiar su etapa evolutiva aplicando diferentes herramientas utilizadas en la industria, para poder estimar el potencial hidrocarburífero remanente del área, orientando la búsqueda de trampas con un fuerte componente estratigráfico, según antecedentes en zonas aledañas para concluir en una propuesta de zonas posibles a investigar.

ORGANIZACIÓN DEL TRABAJO FINAL

En primer lugar se describirá la región de estudio. Se realizará una breve caracterización de su geología, abarcando desde las descripciones más regionales hasta arribar a las características propias del yacimiento a estudiar, como así también los antecedentes geofísicos del área en cuestión.

En segundo lugar se mostrará la metodología utilizada, su implementación y los resultados obtenidos de la interpretación de los datos. Se obtendrá una interpretación estratigráfica en detalle del miembro Cutral Có, y una interpretación estructural identificando las posibles discontinuidades, con el fin de obtener los mapas isócronos correspondientes a las distintas unidades y establecer un modelo estructural simplificado. Además, se presentan los mapas en profundidad tomando en cuenta las pruebas de velocidad realizadas.

Luego se describirán y presentarán los resultados obtenidos, producto de haber analizado e interpretado diferentes atributos sísmicos que permitieron exponer rasgos estratigráficos en relación con la interpretación de los registros de pozos y su correlación con los datos geológicos y petrofísicos de las coronas. Obteniendo de esta manera un modelo estructural-estratigráfico del área de estudio.

Por último se discutirán los resultados y se plantearán las conclusiones de este trabajo, tal como se proponen los trabajos a futuro.

RECOPIACIÓN Y ANÁLISIS DE LOS ANTECEDENTES GEOLÓGICOS DEL ÁREA

LA CUENCA NEUQUINA

La Cuenca Neuquina, una de las mayores productoras de hidrocarburos en la porción austral de América del Sur, está localizada al este de los Andes, y zona norte de la Patagonia (Figura 1). Cubre un área de más de 120.000 km² y contiene un registro estratigráfico de 6.000 metros de espesor, con edades que van desde el Triásico al Paleógeno.

La sucesión sedimentaria incluye facies continentales y marinas silicoclásticas, carbonáticas y evaporíticas, convirtiendo a la cuenca en un excelente laboratorio de campo para la realización de un análisis sedimentológico, estratigráfico, secuencial, y tectónico detallado. Asimismo, su relleno sedimentario contiene uno de los registros fosilíferos marinos más completos del intervalo Jurásico - Cretácico Temprano, y con algunos yacimientos de dinosaurios más reconocidos del mundo (J. J. Ponce et al, 2015).

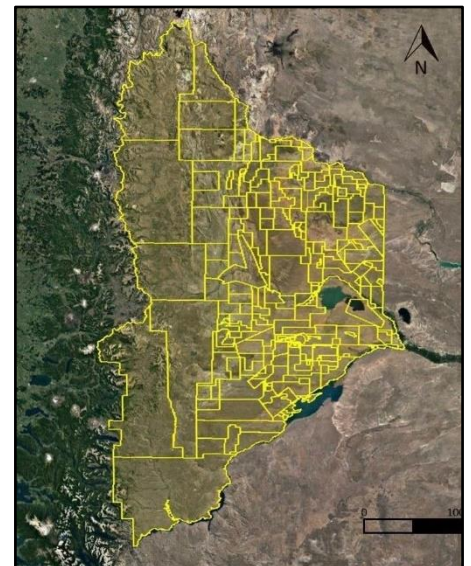


Figura 1. Cuenca Neuquina, áreas hidrocarburíferas. Subsecretaría de Energía, Minería, e Hidrocarburos.

LA DORSAL DE HUINCUL

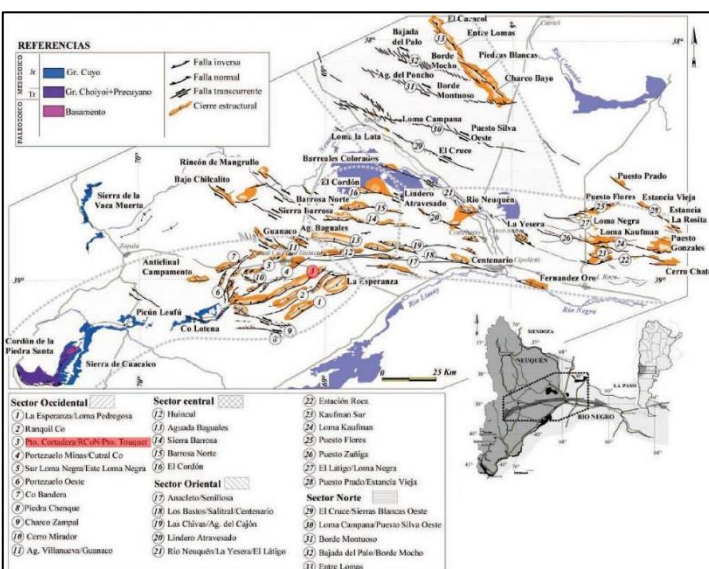


Figura 2. Lineamientos estructurales principales y afloramientos relacionados a la Dorsal de Huincul según Silvestro & Zubiri, 2008. Tomado de Mosquera et al, 2011.

La dorsal de Huincul se caracteriza por ser un cinturón de deformación mayormente compresivo, y con reactivaciones posteriores al Cretácico superior (Figura 2). Se ubica en el sector central de un lineamiento de escala regional de 800 km de longitud que se extiende desde la Cordillera de la Costa y la Cordillera Principal en Chile (Chotin 1976, Chotin & Giret, 1978) hasta la localidad de Choele Choel en la provincia de Río Negro (Kostadinoff et al. 2005), delineando el límite norte del terreno de Patagonia (tomado de Mosquera et al, 2011).

Presenta su configuración actual debido a un sistema compresivo que actuó durante el Jurásico Superior hasta el Cretácico Superior, con un relleno entre 1.500 a 5.000 metros de depósitos del Triásico Superior al Jurásico Inferior (F. Pangáro et al, 2009).

Al igual que otras zonas de la cuenca, la dorsal es un área de interés científico y exploratorio por presentar un gran potencial energético. Con la adquisición de

la sísmica 3D en los años '90, se focalizó el estudio a mayor profundidad; mejorando los modelos estructurales y estratigráficos que moldearon la Cuenca Neuquina. Las últimas interpretaciones sugieren que la Dorsal de Huincul está constituida por un sistema de rift en serie de hemigrábenes de orientación NW-SE.

PUESTO TOUQUET

El yacimiento se ubica en el ámbito sur de la cuenca Neuquina (Figura 3), actualmente es un yacimiento considerado maduro. La geología del área está representada por un anticlinal con un eje de orientación SW-NE generado por inversión tectónica que afectó a la zona de dorsal (Allo et al, 2014). En los alrededores de Puesto Touquet, hacia fines del Jurásico Inferior, se evidencia una transgresión marina que depositó arcilfitas y margas de baja energía; con variaciones de espesor producto de la subsidencia asociadas con los hemigrábenes. Otro efecto en relación a la subsidencia y fallas del sinrift es la distribución de facies del Miembro Cutral-Có y del resto de la Formación Los Molles en dicha localidad; se interpreta un fan-delta en dirección noroeste con un área de aporte desde el sur (Gomez Omil et al, 2002).

Durante el Jurásico Inferior, la región sufrió una subsidencia térmica que dió lugar a un sistema depositacional complejo (Formación Challacó; Formación Lajas; Formación Los Molles; Figura 4), generando importantes abanicos submarinos. Esta subsidencia fue interrumpida por estructuras compresivas de orientación NW-SE

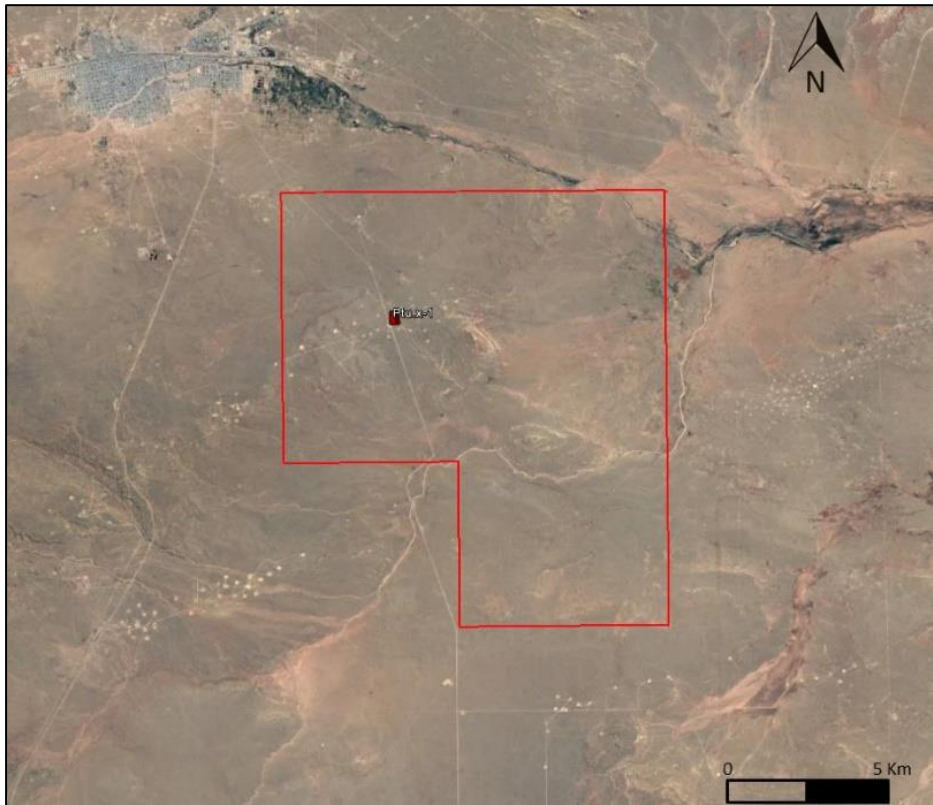


Figura 4. Área de Puesto Touquet –Pluspetrol Argentina. Pt.u.x-1: Pozo exploratorio (YPF 1983).

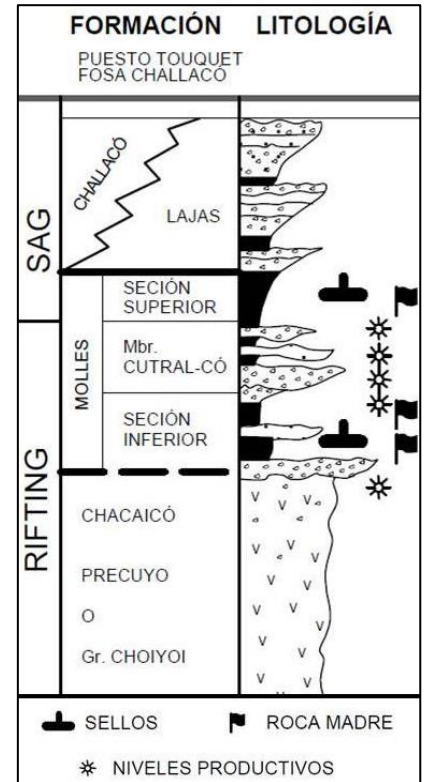


Figura 3 Grupo Cuyo Dorsal de Huincul. Modificado de Gomez Omil, et al.

con vergencia al norte, que luego rotó a una orientación preferencial E-W, dando así la configuración actual de la Dorsal de Huincul. A pesar de las interpretaciones anteriores que señalaban como principal mecanismo de deformación la transcurrencia (Orchuela et al, 1981) e inversión tectónica (Eisner, 1991), (Uliana-Legarreta, 1993), (Vergani et al ,1995); la inversión tectónica no fue el único mecanismo formador de estructuras en Puesto Touquet y zonas aledañas, ya que se evidencia la presencia de fallas normales como resultado de un importante mecanismo de acomodación en relación al pliegue anticlinal.

FORMACIÓN LOS MOLLES

El grupo Cuyo se conforma de cuatro formaciones: Formación Chacaicó, Formación Los Molles, Formación Lajas, y Formación Challacó. Con edades desde el Jurásico inferior al Jurásico medio (Pliensbaquiano al Caloviano Inferior); y depocentros que superan los 4.000 metros. La Formación Los Molles en el área de Puesto Touquet está definida por tres miembros: Miembro Pelítico Inferior, Miembro Cutral Co, y Miembro Pelítico Superior. En dicha área, se evidencia un promedio de 1.338 metros que varía entre los 800 y los 1.800 metros de espesor real. Las tres secuencias abarcan edades desde Jurásico Inferior (Pliensbaquiano) al Jurásico Medio (Bajociano Inferior).

MIEMBRO PELÍTICO INFERIOR

El Miembro Pelítico Inferior (Figura 5) es la secuencia más antigua de la Formación Molles del Grupo Cuyo, con edades características del Jurásico Inferior (Pliensbaquiano – Toarciano Inferior). Principalmente son lutitas negras laminadas de origen marino profundo de al menos 200 a 400 metros de profundidad de agua, con buena capacidad de generación de hidrocarburos (Cruz et al, 1999; en Gomez Omil et al, 2002). Para el área de Puesto Touquet, el Miembro Pelítico Inferior, descansa en forma de “onlap” sobre el basamento (Gomez Omil et al, 2002). Le corresponden espesores promedio de 350 metros en el área Puesto Touquet, con un máximo espesor de 500 metros y un mínimo de 150 metros.



Figura 5. Miembro Pelítico Inferior, cercanías a Arroyo La Jardinera.

MIEMBRO CUTRAL CÓ

El Miembro Cutral Có es el cuerpo que aloja al reservorio de interés, consta de areniscas lenticulares de geometría lobulada con contactos erosivos entre los cuerpos, y la presencia de algunas intercalaciones de lutitas marinas. El arreglo está evidenciado por una discordancia angular sobre el Precuyo y/o sobre el Miembro Pelítico Inferior (Figura 6), la cual podría estar erosionada y deformada por reactivación tectónica compresiva. En el área de Puesto Touquet, el Miembro Cutral Co se desarrolla con un espesor promedio de 570 metros, alcanzando un máximo espesor de 700 metros, y un mínimo de 450 metros en las cercanías del área La Chilca en dirección noroeste.

Las áreas de aporte habrían sido afectadas por tectónica distensiva, la cual también controló la subsidencia a nivel local. Estas facies pueden corresponderse con depósitos de abanico submarino de escaso transporte, con un estrecho espacio de acomodación; por ejemplo en la estructura de Puesto Touquet, donde existió un alto fondo que controló la geometría del intervalo.

Sísmicamente se puede observar en el interior cuerpos canalizados, discontinuos y erosivos. Estas facies de canal se corresponden con anomalías de amplitud positiva, coincidentes con areniscas de muy buena porosidad e intervalos gasíferos (Gomez Omil et al, 2002).

Los minerales principales que componen al Miembro Cutral Có son el cuarzo, los feldspatos potásicos, las plagioclasas y las micas. También son frecuentes los fragmentos de roca dependiendo su fuente, por ejemplo clastos pelíticos, carbonatos, o incluso detritos volcánicos. La arcilla es la matriz y el cemento principal. La textura está representada por conglomerados intraformacionales que están presentes debido al retrabajo que el nuevo flujo de sedimentos realizó sobre los depósitos previos. Se puede observar un arreglo de estratos rítmicamente intercalados con lutita formando secuencias generalmente granodecrecientes; son comunes las marcas subestratales (Figura 7).

MIEMBRO PELÍTICO SUPERIOR

El Miembro Pelítico Superior se corresponde con litofacies de lutitas negras de origen marino, con espesores de hasta 400 metros, las cuales van progradando a facies deltaicas de la formación Lajas. Hacia la base existen figuras canalizadas bien erosivas en contacto sobre la secuencia anterior que corresponde al Miembro Cutral Có. Se observan evidencias de deformación compresiva anterior a la depositación, asociada con la inversión del Precuyo, lo cual deformó los niveles. Durante su depositación, la deformación continuó en forma pasiva. Las facies sísmicas reconocidas se asocian con ambientes fluviales y deltaicos progradantes, pero sin contrastes de amplitud debido a la ausencia de intercalaciones pelíticas de magnitud (Gomez Omil et al, 2002).

ESTILO ESTRUCTURAL

La Dorsal de Huincul se distingue por su morfología estructural, el área se encuentra deformada por un régimen compresivo que generó como resultado un paquete de anticlinales con vergencia al sur. También se evidencia una zona de cizalla de desplazamiento dextral E-W caracterizada por levantamientos transpresivos que estuvieron activos desde el Jurásico Temprano al Cretácico Tardío (L. Jorgensen et al, 2013).



Figura 6. Formación Los Molles, arroyo La Jardinera, Escuela de Facies Pluspetrol 2017.



Figura 7. Turboglifos subestratales en Miembro Cutral Có, cercano a Arroyo La Jardinera.

Hacia el área de Puesto Touquet, en base a la interpretación de la sísmica 3D de los últimos años, se identificaron tres orientaciones preferenciales: NE, NW, y E. Siendo la de mayor jerarquía la NE en el sector occidental. Estos lineamientos están fuertemente familiarizados con las fallas inversas del basamento con un rechazo vertical importante de hasta 2.000 metros (modificado de Silvestro et al 2008). Se observa la presencia de fallas inversas y normales, estas últimas de orientación mayormente N-S.

SISTEMA PETROLERO

Este yacimiento es característico por la presente participación volcánoclastica en sus clastos y matriz de los reservorios, la cual tiene como origen el Macizo Nordpatagónico. Desde el punto de vista petrofísico, la presencia de partículas volcánoclasticas es un aspecto negativo el cual se fue incrementando con los posteriores procesos diagenéticos (LCV, Kugler, 1987, en Gomez Omil et al, 2002).

Posee un espesor promedio entre 500 y 700 metros con paquetes de areniscas de hasta 50 metros, con porosidades entre 18 y 25% y permeabilidades cercanas a 5 mD. En el año 1983, YPF perforó el pozo exploratorio YPF.Nq.PTu.x-1, descubridor del yacimiento.

ROCA MADRE, SELLO Y TRAMPA

La roca madre es la misma Formación Los Molles, en la sección basal. En el área, se dataron valores de reflectancia de vitrinita (R_o) entre 1 y 1,3%, lo cual representa una fase tardía de generación de petróleo en transición a fase de gas. La compresión fue tan intensa que produjo una fragmentación a gran escala en el área de la Dorsal, lo que generó variaciones en la subsidencia (fallamiento – plegamiento). Esto dió como resultado una madurez termal muy variada, coincidiendo con estructuras positivas como Puesto Touquet. La variada madurez termal, se explica ya que solo las zonas tectónicamente más deprimidas tuvieron oportunidad de generar y expulsar hidrocarburos. Esto, sumado a la falta de migración lateral (debido a presencia de fallas normales selladas) explica que el yacimiento Puesto Touquet pudo haber recibido gas únicamente de su propio depocentro local.

El principal sello del sistema son los 400 metros de pelitas del Miembro Pelítico Superior, pero también existen sellos intraformacionales pelíticos dentro del Miembro Cutral Co. Los paquetes arenosos se encuentran separados por horizontes pelíticos marinos, que actúan como sellos verticales. Sin embargo, existe un fallamiento directo interno, que podrían perder efectividad en sentido lateral. La trampa es de tipo estructural, hacia el SE del pliegue la estructura se encuentra en contacto con la falla principal sellada de orientación SW-NE que posee un rechazo de hasta 2.000 metros (rechazo aparente), la cual es relativamente paralela al eje del pliegue principal.

RECOPIACIÓN Y ANÁLISIS DE LOS ANTECEDENTES GEOFÍSICOS DEL ÁREA

La base de datos utilizada está conformada por un cubo sísmico 3D, procesado por la compañía WesternGeco, que incluye la información de tres proyectos sísmicos ubicados en la zona denominada Puesto Touquet - El Porvenir en Neuquén, Argentina. Dos de esos proyectos (El Porvenir 3D y Puesto Touquet 3D), fueron adquiridos por Veritas DGC en los años 1998 y 2001 y el tercer proyecto fue adquirido por WesternGeco en la zona El Porvenir en el año 2006 (Figura 8).

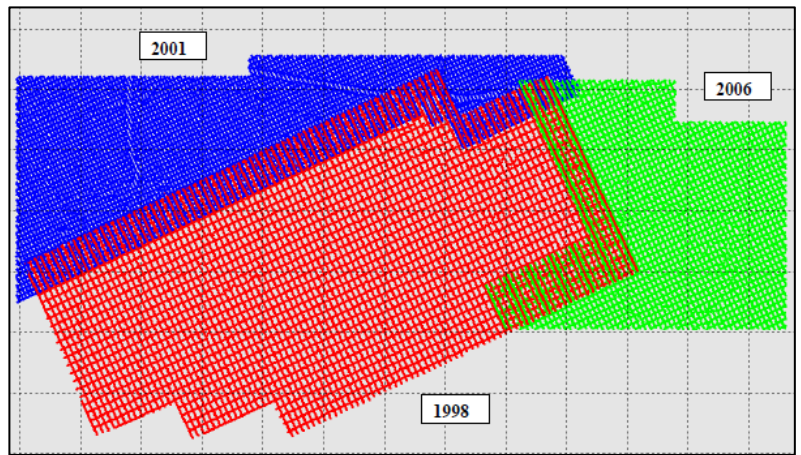


Figura 8. Cubrimiento espacial de cada uno de los proyectos sísmicos.

PARÁMETROS DE ADQUISICIÓN

Resulta evidente que los parámetros de registración de los proyectos presentan, en términos generales, algunas diferencias que no resultan demasiado significativas (Figura 9). El ítem señalado en los tres casos, es el que merece mayor atención. El espectro de frecuencias del barrido (señal inyectada al terreno) tiene un ancho de 3,5 octavas para el primer caso; mientras que los dos restantes alcanzan solamente las 3 octavas. Además, estos últimos acotan la posibilidad de registrar bajas frecuencias (8 a 12 Hz) de gran utilidad en la información sísmica y expanden el espectro de las altas (70 a 110 Hz) que, generalmente, no están presentes en los datos sísmicos obtenidos en estas geografías. Esto afecta a la capacidad de resolución vertical del método.

SECUENCIA DE PROCESAMIENTO

Teniendo en cuenta el cubrimiento espacial de cada uno de los proyectos sísmicos, se observa que los proyectos presentan un solapamiento suficiente, que permitió que fueran procesados como un solo cubo. Se realizó un procesamiento “merge” que permite unificar en uno, los tres cubos adquiridos de manera independiente entre sí. El plano de referencia final se fijó en 300 m y la velocidad de reemplazo en 3200 m/seg. La secuencia de procesamiento final se realizó en el centro que la compañía WesternGeco poseía en Buenos Aires, entre septiembre de 2006 y marzo de 2007 (Figura 10).

<u>El Porvenir 3D 1998</u>	<u>Puesto Touquet 3D 2001</u>	<u>El Porvenir 3D 2006</u>
Company: Veritas DGC Party: 32 Date: January – March 1998	Company: Veritas DGC Party: 32 Date: January – February 2001	Company: WesternGeco Party: 1799 Date: October 2006
Instrument: Instrument: Type I/O System II Format: SEGD IEEE(8058) Sampling interval: 2 msec Record length: 5 sec Low Cut Filter: Out High Cut Filter: 1/2Nyq min phase 135Hz, 190 dB/Oct Notch Filter: Out Polarity: 180 degrees	Instrument: Instrument: Type I/O System II Format: SEGD IEEE(8058) Sampling interval: 2 msec Record length: 5 sec Low Cut Filter: Out High Cut Filter: 1/2Nyq min phase 135Hz, 190 dB/Oct Notch Filter: Out Polarity: 0 degrees	Instrument: Instrument: Type I/O IMAGE Format: SEGD IEEE(8058) Sampling interval: 2 msec Record length: 5 sec Low Cut Filter: Out High Cut Filter: 3/4 Nyq min phase 207Hz, 48 dB/Oct Notch Filter: Out Polarity: 0 degrees
Sources: Type: Vibrators Model I/O AHV, PELTON Advanced II Array: 2 sets of 2 vibrators on each side of VP Sweeps: 4 of 8 sec Sweep frequency: 8-96 hertz Sweep Type: Non Linear (6 dB/Oct), Taper 200 msec Line spacing: 420 m Station interval: 60 m Source line azimuth: 65 degrees	Sources: Type: Vibrators Model I/O AHV, PELTON VIBPRO Array: 2 sets of 3 vibrators on each side of VP and 1 stand by Sweeps: 4 of 8 sec Sweep frequency: 12-110 hertz Sweep Type: Non Linear (1.5 dB/Oct), Taper 200 msec Line spacing: 240 m Station interval: 60 m Source line azimuth: 65 degrees	Sources: Type: Vibrators Model I/O LITTON, PELTON Advanced III (VIBPRO) Array: 1 sets of 4 vibrators in lane Sweeps: 4 of 8 sec Sweep frequency: 12-110 hertz Sweep Type: Non Linear (3 dB/Oct), Taper 250 msec Line spacing: 300 m Station interval: 60 m Source line azimuth: 65 degrees
Receivers: Type: SM-4 (10Hz 0.68 damping) Array: circular 12 geophones, 2.5 m radius Line spacing: 300 m Station interval: 60 m Receiver line azimuth: 335 degrees	Receivers: Type: SM-4 and SM-24 (10Hz 0.68 damping) Array: linear 18 geophones, spaced 2 m Line spacing: 180 m Station interval: 60 m Receiver line azimuth: 335 degrees	Receivers: Array: linear 12 geophones, spaced 3 m Line spacing: 240 m Station interval: 60 m Receiver line azimuth: 335 degrees
Patch: Lines per patch: 8 Receiver per line: 84 Channels: 672 Maximum offset: 2676 m	Patch: Lines per patch: 8 Receiver per line: 72 Channels: 576 Maximum offset: 2239 m	Patch: Lines per patch: 14 Receiver per line: 90 Channels: 1260 Maximum offset: 3220 m
Fold Bin size: 30 m Nominal fold: 32	Fold Bin size: 30 m Nominal fold: 36	Fold Bin size: 30 m Nominal fold: 63

Figura 9. Parámetros de adquisición correspondientes a los tres proyectos.

<u>Phase I</u>	<u>Phase II</u>
Standard Sequence:	Standard Sequence:
I. 01. SEG-D to Omega Format Conversion	II. 01. SEG-D to Omega Format Conversion
I. 02. Geometry Updating	II. 02. Geometry Updating
I. 03. Geometric Spreading Compensation	II. 03. Stations and Records Renumbering
I. 04. Surface Consistent Spiking Deconvolution	II. 04. Bulk Scaling
I. 05. Surface Consistent Automatic Anomalous Amplitudes Edition (ZAP)	II. 05. Geometric Spreading Compensation
I. 06. Surface Consistent Amplitude Compensation (SCAC)	II. 06. Surface Consistent Spiking Deconvolution
I. 07. Anomalous Amplitudes Attenuation (AAA)	II. 07. Surface Consistent Automatic Anomalous Amplitudes Edition (ZAP)
I. 08. Offset Consistent Residual Amplitude Compensation (RAAC)	II. 08. Surface Consistent Amplitude Compensation (SCAC)
I. 09. Preliminary Velocity Analysis	II. 09. Anomalous Amplitudes Attenuation (AAA)
I. 10. Gridding and CMP Sorting	II. 10. Offset Consistent Residual Amplitude Compensation (RAAC)
I. 11. Tomography Refraction Statics	II. 11. Preliminary Velocity Analysis
I. 12. Velocity Analysis	II. 12. Phase Matching
I. 13. Surface Consistent Residual Statics (First Iteration)	II. 13. Gridding and CMP Sorting
I. 14. Velocity Analysis	II. 14. Tomography Refraction Statics
I. 15. Surface Consistent Residual Statics (Second Iteration)	II. 15. Velocity Analysis
I. 16. Spectral Whitening	II. 16. Surface Consistent Residual Statics (First Iteration)
I. 17. 3D Random Noise Attenuation in the X-Spread Domain	II. 17. Velocity Analysis
A. Kirchhoff Pre-Stack Migration Sequence – PSTM:	II. 18. Surface Consistent Residual Statics (Second Iteration)
I. 18. A. Migration Geometry	II. 19. Spectral Whitening
I. 19. A. Migration Parameters Testing	II. 20. 3D Random Noise Attenuation and 3D FK Filtering in the X-Spread Domain
I. 20. A. Pre-Stack Kirchhoff Migration (PSTM)	II. 21. Project Consistent Residual Amplitude Compensation (RAAC)
I. 21. A. Residual Velocity Analysis	A. Post-Stack Migration Sequence:
I. 22. A. Spectral Whitening	II. 22. A. Stack
I. 23. A. Stack	II. 23. A. 3D Random Noise Attenuation
I. 24. A. 3D Random Noise Attenuation	II. 24. A. Migration Velocity Field
I. 25. A. 3D FK Footprint Attenuation	II. 25. A. Post Stack Kirchhoff Migration
I. 26. A. Time Variant Band-Pass Filter	II. 26. A. 3D FK Footprint Attenuation
I. 27. A. Gain	II. 27. A. Time Variant Band-Pass Filter
I. 28. A. Tau-P and FK Domains Filtering on PSTM Gathers	II. 28. A. Gain
I. 29. A. SEG-Y Conversion	II. 29. A. SEG-Y Conversion
	B. Kirchhoff Pre-Stack Migration Sequence – PSTM:
	II. 22. B. Migration Geometry
	II. 23. B. Migration Parameters Testing
	II. 24. B. Pre-Stack Kirchhoff Migration (PSTM)
	II. 25. B. Residual Velocity Analysis
	II. 26. B. Spectral Whitening
	II. 27. B. Stack
	II. 28. B. 3D Random Noise Attenuation
	II. 29. B. 3D FK Footprint Attenuation
	II. 30. B. Time Variant Band-Pass Filter
	II. 31. B. Gain
	II. 32. B. Tau-P and FK Domains Filtering on PSTM Gathers
	II. 33. B. Angle Stacks
	II. 34. B. SEG-Y Conversion

Figura 10. Secuencia de procesamiento final.

METODOLOGÍA

Para la realización de este trabajo se contó con información sísmica y datos de pozos, que fue proporcionada por la compañía Pluspetrol y el software para el proceso de datos y generación del modelo fue Petrel (Schlumberger). A continuación se muestra, de manera simplificada, el flujo de trabajo desde la verificación de los datos sísmico hasta la obtención de mapas en profundidad interpretados en Petrel (Figura 11).

DATOS DE POZOS

Los datos de pozo fueron suministrados por Pluspetrol, los cuales fueron utilizados para recolectar siguiente información:

- Información geográfica (coordenadas X, Y).
- Geológica.
- Petrofísica.
- Pases formacionales.
- Leyes de velocidad.

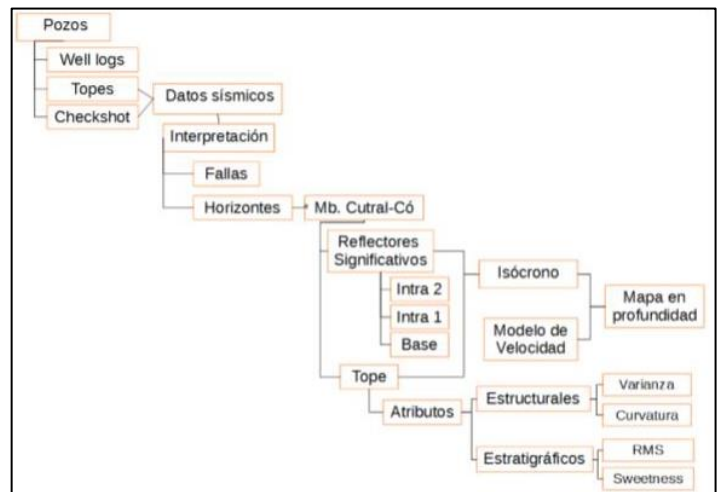


Figura 11. Flujo de trabajo.

PASES FORMACIONALES

La información de los pases formacionales (Figura 12) se obtuvo de la información de control geológico, informes finales de pozo, y correlando los pozos con registros eléctricos. Combinando los datos de pases formacionales con la información sísmica, se realizó una interpretación de los principales horizontes estratigráficos para ajustar la profundidad con mayor precisión. Esto permitió reconocer la mayoría de las las formaciones atravesadas en el cubo sísmico.

LEY DE VELOCIDAD

Algunos pozos poseían leyes de velocidad, la cual fue de gran ayuda para la unión entre los datos sísmicos (en tiempo) y los datos de pozo (en profundidad). Los pozos YPF.Nq.PBi.x-1; YPF.Nq.PTu.x-1; y Pp.Nq.PTu.a-1001 poseen checkshots (Figura 13), los cuales fueron cargados en el proyecto, para amarrar los pases formacionales (descritos en los mismos) al dominio tiempo. A los pozos que no registraron pruebas de velocidad, se les asignó un valor de la misma, que fue obtenido combinando el dato de la interpretación sísmica y el registro de pozo. De esta manera, se generó una base de datos de velocidades que, además, aplicará para la realización de un mapa en profundidad.

Topes Formacionales	YPF.Nq.PBi.x-1	YPF.Nq.PTu.x-1	Pp.Nq.PTu.a-1001
	mbbp	mbbp	mbbp
Mb. Pelítico Superior	402	303	305
Mb. Cutral Co	948	545	582
Mb. Pelítico Inferior	1643	1040	960
TD	2100	2050	1153

Figura 12. Topes formacionales de pozos representativos.

PERFILES

Los registros eléctricos de pozo (Figura 14), proporcionaron información esencial para el trabajo. La información en profundidad, ayudó para la correlación espacial entre los pozos cercanos, y de esta manera poder extender la información en una a tres dimensiones. En la sección "Interpretación de Perfiles", se desarrolla con mayor detalle el comportamiento de los perfiles eléctricos.

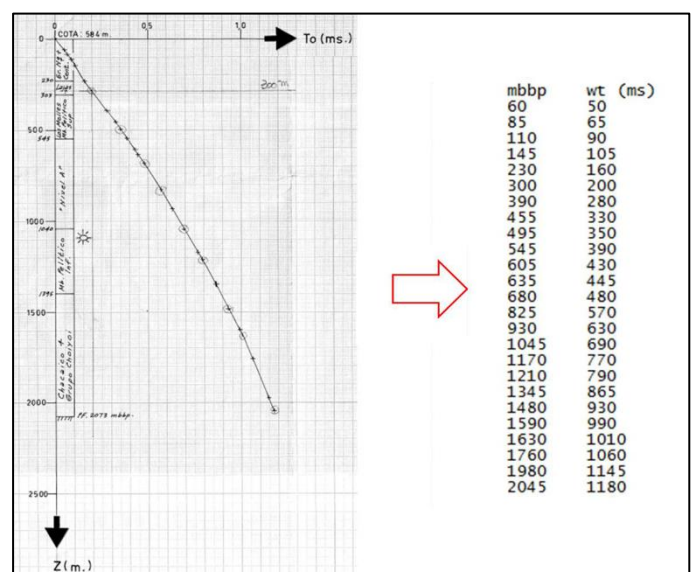


Figura 13. Ley de Velocidad del pozo YPF.Nq.PTu.x-1, 1984.

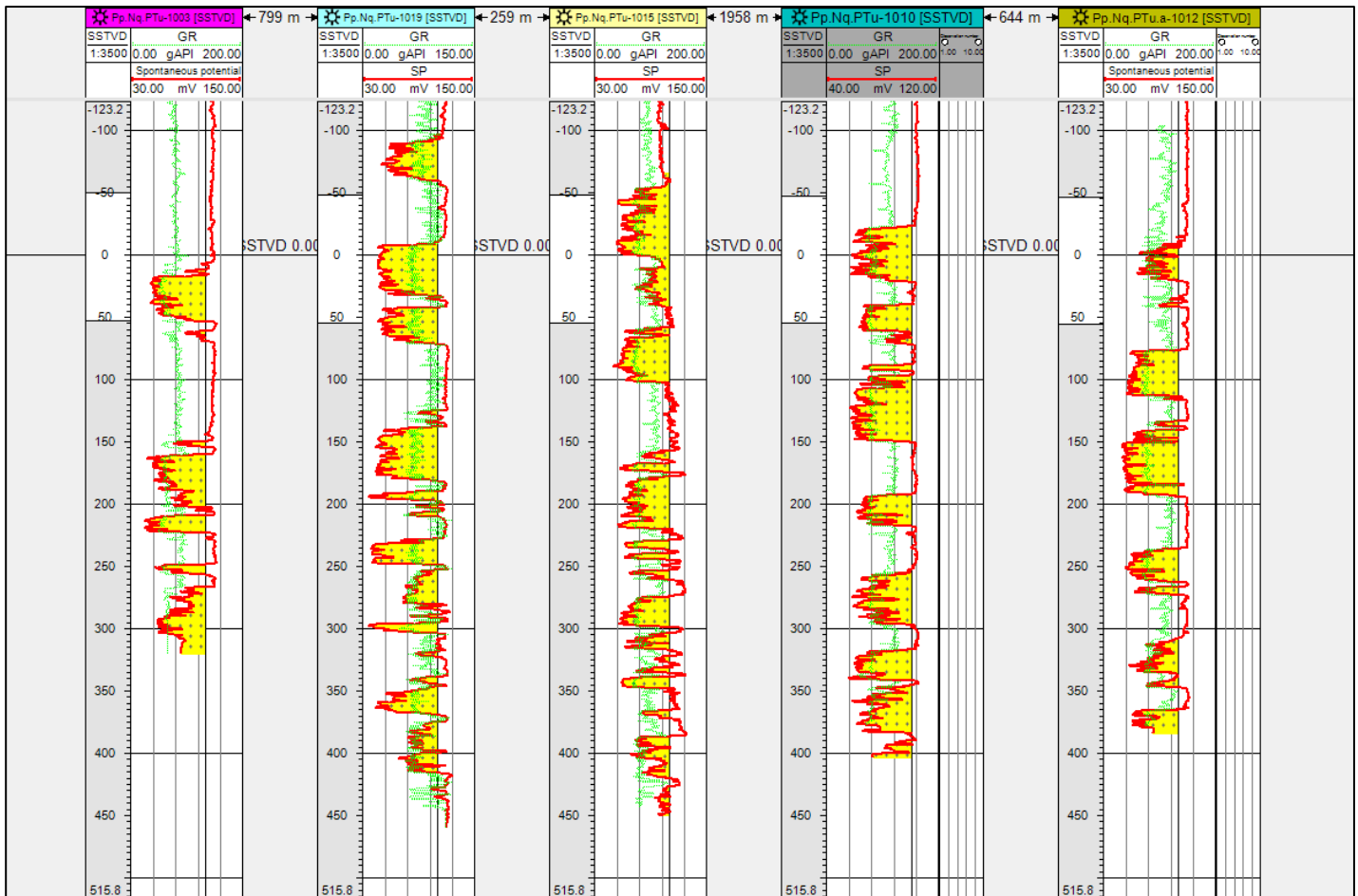


Figura 14. Perfiles eléctricos Puesto Touquet.

INFORMACIÓN ADICIONAL DE POZOS

YPF.Nq.PTu.x-1

El pozo YPF.Nq.PTu.x-1 fue perforado en la posición más alta del anticlinal, encontrando a la Formación Los Molles con su típica litología. El Miembro Cutral Có también posee buenas características. A la profundidad de 551- 553 mbbp y 546 – 548 mbbp se realizaron coronas y punzados de interés que dieron como resultado Gas, con algunas zonas desmejoradas debido a su matriz arcillo-tobácea. También se realizó un ensayo de formación que arrojó como resultado gas en dos flujos.

Dadas las características vulcanoclásticas de las unidades estratigráficas Grupo Choiyoi y Formación Chacaico (pre-Cuyano), se hace difícil poder diferenciarlas en subsuelo, por lo tanto se ha optado por tratarlas en conjunto. El Miembro Cutral Có está representado por espesos paquetes de areniscas, gris blanquecinas, finas a gruesas, con matriz arcillosa, y arcillo-tobácea alternando con limonitas y arcilitas gris oscuro, masivas. Se definen depósitos de tracción, y tracción/decantación. Los cuales podrían ser interpretados como mecanismos formadores de estructuras sedimentarias de fan delta.

YPF.Nq.PTu.x-2

El espesor atravesado resultó superior a los observados en otros sondeos cercanos, de acuerdo al perfil de buzamientos, sería factible que fallas de carácter inverso hayan incrementado la potencia de la sección. Existe repetición de capas por fallamiento. Fueron encontrados rastros secos de HC y débil fluorescencia, pero los registros de gas (cromatografía) no fueron alentadores. Este pozo fue cargado con la intención de poder delimitar la estructura y poder completar el Tope del Miembro Cutral Có, posteriormente debido a los malos datos y a que se encontraba en zona de falla, quedó afuera del polígono.

Pp.Nq.PBi.x-1001

No se realizaron ensayos a pozo abierto ni coronas, como resultado final el pozo Pp.Nq.PBi.x-1001 produjo gas y en menor cantidad Petróleo en niveles superiores del Miembro Cutral Có. Se caracterizó al Miembro Cutral Có como psamitas granocrecientes, con tamaño de grano medio a conglomerádico, intercalando con pelitas de coloración oscura. La psamita presenta color gris castaño muy claro y gris claro. Forma de grano

subangular, subredondeado, abundante matriz arcillosa. Cemento calcáreo y hacia la base silíceo. Moderada consolidación, en partes poco consolidada y en muestra de cutting suelto. Las pelitas corresponden a arcillitas color gris castaño oscuro, gris oscuro a gris muy oscuro, fractura subplanar, inclusiones arenosas, restos carbonosos, moderada compactación, en partes leve reacción calcárea y en algunos niveles se observa destilado leve por bitumen.

ESPESORES

Se calcularon los espesores para el Miembro Cutral Có mediante los pases formacionales tomados de los legajos de pozo, los cuales arrojaron un promedio de 560 metros con variaciones entre 450 y 700 metros de espesor. También al realizar el modelado estructural, se calculó un promedio del espesor al Miembro Cutral Co, y se realizó un mapa isopáquico (Figura 15).

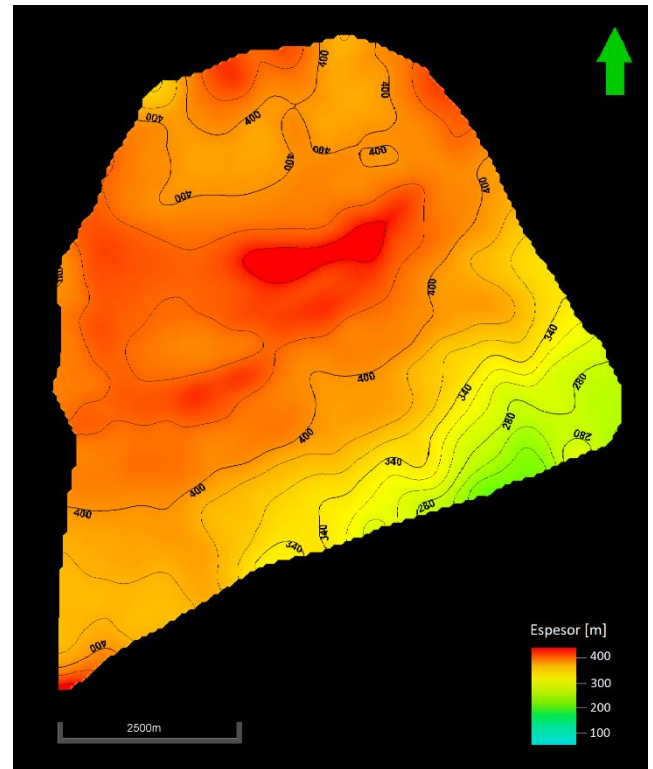


Figura 15. Mapa Isópaco, Miembro Cutral Co.

INTERPRETACIÓN DE HORIZONTES

Sobre el cubo sísmico, se realizó la interpretación del miembro Cutral Co, que fue dividido en 4: Base, Intra 1, Intra 2, y Tope del miembro Cutral Co. La misma tuvo como objetivo darle a este, un mayor ajuste estructural. Al mismo tiempo, pudo visualizarse mejor la presencia de zonas de Onlap (Figura 16). La interpretación de la base, fue realizada para el cálculo del espesor del cuerpo. Se elaboró utilizando la herramienta Autotracking 3D, y luego se procedió a realizar un control de calidad, cada 20 Inline/Xline.

Mientras tanto, los horizontes Intra 1 y 2 fueron interpretados para un mayor ajuste geométrico del cuerpo y fueron elegidos por distinguirse sísmicamente, ya que poseen gran amplitud y generan un contraste con los horizontes superiores e inferiores.

El Tope se interpretó con un mayor detalle, ya que fue el horizonte que se utilizó para la interpretación estratigráfica y estructural; y el proceso de atributos (sección "Mapeo estructural en tiempo del horizonte sísmico asociado al miembro Cutral-Có").

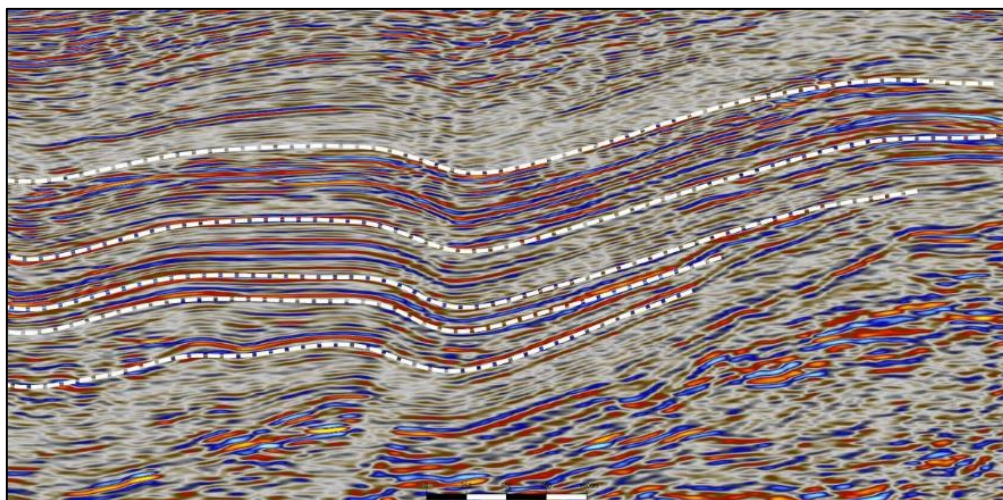


Figura 16. Sección sísmica Puesto Touquet, figuras de onlap.

MAPEO ESTRUCTURAL EN TIEMPO DEL HORIZONTE SÍSMICO ASOCIADO AL MIEMBRO CUTRAL-CÓ

El tope del miembro Cutral Co se interpretó de manera detallada, para poder utilizar la superficie en el proceso de atributos. El polígono utilizado, limita al sur con una gran falla de rumbo SW-NE, y presenta un área de más de 38 km².

Se comenzó con una interpretación del horizonte cada 50 cada 50 IL/XL, luego se procedió cada 10 cada 50 IL/XL, y por último cada 5 cada 50 IL/XL. Terminada la interpretación, se realizó un control de calidad, ajustando el horizonte en zonas de falla y/o con mala calidad de adquisición sísmica. Finalmente, se generó una superficie en dominio tiempo, la cual fue posteriormente afectada por el sistema de fallas (Figura 17).

INTERPRETACIÓN DEL SISTEMA DE FALLAS

Se interpretó el marco estructural del cubo, dando mayor importancia a la zona de Puesto Touquet.

El procedimiento utilizado para esta interpretación, fue dividirla en dos etapas: en la primera (más general), no se realizó diferenciación alguna de las estructuras; **únicamente se identificaron discontinuidades en los reflectores**.

En la siguiente, las fallas fueron agrupadas según su geometría y su jerarquía (Figura 18).

De esta estimación, resulto la siguiente clasificación:

- Falla principal SW-NE
- Fallas transversales a la falla principal
- Fallas paralelas a la falla principal, de menor jerarquía
- Fallas oblicuas a la falla principal
- Fallas horizontales
- Otras fallas aisladas

Según su jerarquía se corrigió, verificó, e identificó a cada falla agrupada (Figura 19), dando como resultado una superficie del horizonte asociado al Miembro Cutral Có cortado por las fallas interpretadas (Figura 17).

En un intento de mejorar la visualización de las fallas, se utilizaron atributos de curvatura y varianza, con resultados dispares. El primero pretende resaltar el efecto de flexura de las capas en el área cercana a los planos de falla y el segundo, acentuar las discontinuidades (Figura 20 y 21).

Una vez realizada la interpretación de horizontes y fallas se realizaron los mapas en tiempo (isócrono) de cada horizonte de interés, poniendo mayor énfasis en el horizonte asociado al tope del Mb. Cutral Có.

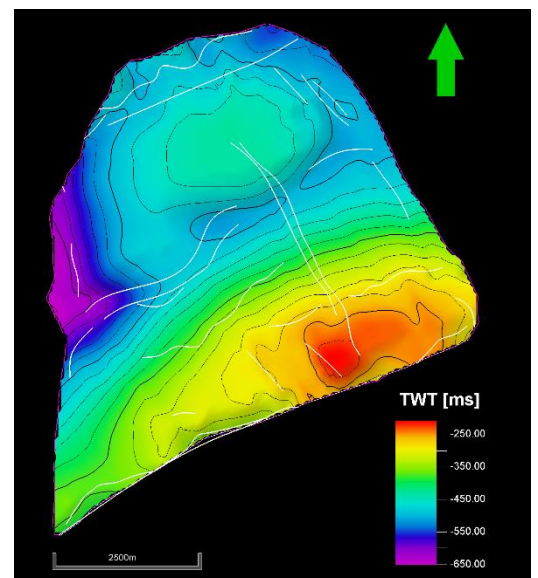


Figura 17. Interpretación de fallas al Tope del Miembro Cutral Co.

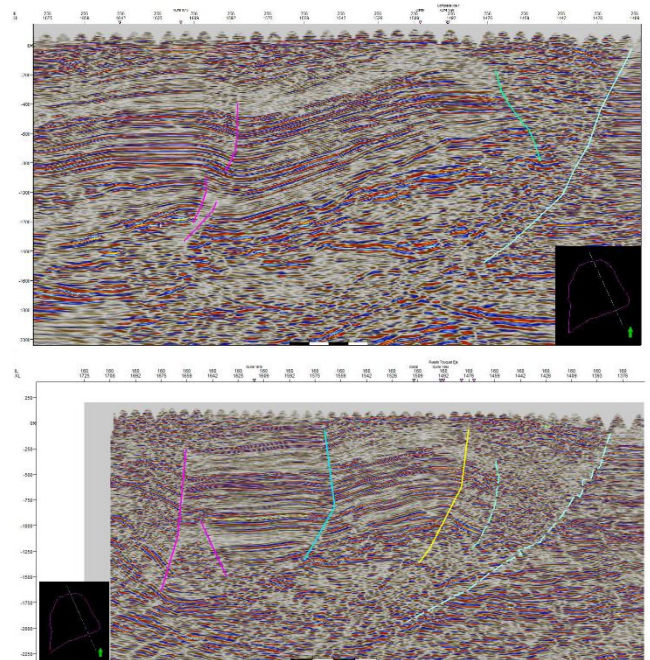


Figura 18. Inline 256, interpretación de fallas paralelas a la falla principal.

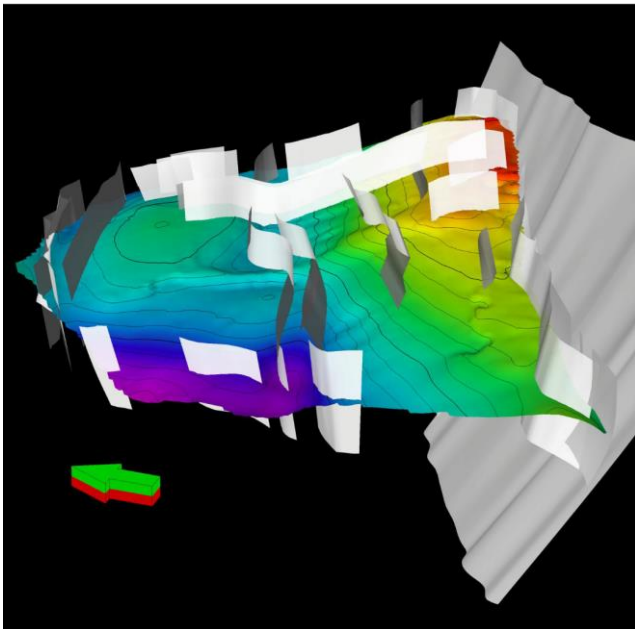


Figura 19. Interpretación de fallas al Tope del Miembro Cutral Co, 3D.

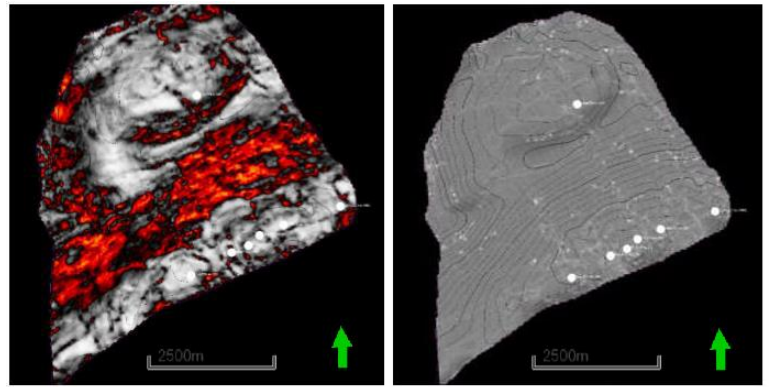


Figura 20. Resultado de diferentes atributos corridos en la superficie asociada al tope del Mb Cutral Co: Varianza y Curvatura.

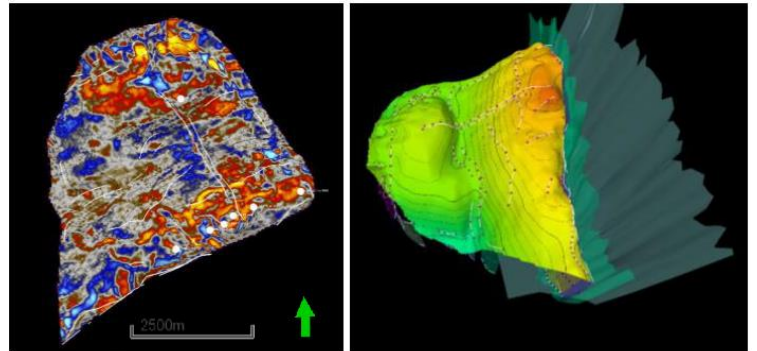


Figura 21. Extracción de la sísmica al tope del horizonte y vista en 3D.

MODELO DE VELOCIDAD Y CONVERSIÓN A PROFUNDIDAD DE MAPAS ISÓCRONOS.

Una vez finalizado el marco estructural en tiempo, se procedió a escalar a profundidad los horizontes y fallas. Para ello, el pasaje a profundidad de los horizontes se realizó utilizando los datos de topes de pozos, guiados con la tendencia del mapa en tiempo.

De esta operación, se derivó una ley teórica de velocidad que nos proporcionara un mejor ajuste a los datos observados. Se eligió, en este caso, una relación lineal de la velocidad con la profundidad, ya que ésta presenta buenos resultados en el caso de tener alternancia de lutitas y areniscas. Esta función está basada en la suposición de un incremento lineal de la velocidad con la profundidad. La ecuación está representada como:

$$V(z) = V_0 + Kz$$

donde, V: velocidad a la profundidad z, z: profundidad desde el nivel de referencia, V₀: velocidad inicial y K: razón del incremento velocidad-profundidad.

A continuación se muestran los errores obtenidos para una primera aproximación del modelo de velocidad al haber corregido solo con los pozos Pp.Nq.PBi.x-1001 y YPF.Nq.PTu.x-1 (Tabla 1), siendo estos pozos los que definen la estructura de nuestra zona de estudio. Al notar que los errores obtenidos eran aceptables, de acuerdo a la complejidad de la región de estudio, se procedió de la siguiente manera:

- 1.- Se realizó un nuevo modelo, corrigiendo además con los datos de los pozos que definen el eje del anticlinal del área correspondiente a Puesto Touquet (Tabla 1).
- 2.- Como los resultados fueron alentadores, se procedió a realizar un modelo definitivo con nuevos pozos corregidos (Tabla 2).

El área presenta una fuerte inversión, por lo cual el horizonte de interés se observa en una posición superficial respecto a su estadio de depositación. Por este motivo, al no poseer horizontes interpretados por encima de nuestro horizonte de interés, se obtuvo un modelo de velocidad (para el tope del Miembro Cutral Có) asociado solo a la superficie. Una vez obtenido el modelo de velocidad, se procedió a escalar a profundidad los mapas isócronos (Figura 22).

Well	X-value	Y-value	Z-value	Horizon after	Diff after	Corrected?
Pp.Nq.PBi.x-1001	2487621.0	5686276.7	-295.57	-295.57	-0.00	Yes
Pp.Nq.PTu.a-1002	2487250.1	5682250.0	-97.86	-86.14	-11.72	No
Pp.Nq.PTu.a-1001	2489400.3	5683251.6	6.85	-0.17	7.03	No
Pp.Nq.PTu-1013	2488844.0	5683054.0	27.19	20.48	6.72	No
YPF.Nq.PTu.x-1	2488580.0	5682840.0	39.91	39.91	0.00	Yes
PLU.Nq.LChi.e-1003	2490700.2	5683592.0	-38.61	-41.99	3.38	No
Pp.Nq.PTu.a-1008	2488191.3	5682706.7	-46.35	-37.33	-9.02	No

Tabla 1. Errores corrigiendo con los pozos YPF-Nq.Ptu.x-1 y Pp.Nq.PBi.x-1001.

Well	X-value	Y-value	Z-value	Horizon after	Diff after	Corrected?
Pp.Nq.PBi.x-1001	2487621.0	5686276.7	-295.57	-295.57	-0.00	Yes
Pp.Nq.PTu.a-1002	2487250.1	5682250.0	-97.86	-97.86	-0.00	Yes
Pp.Nq.PTu.a-1001	2489400.3	5683251.6	6.85	6.85	0.00	Yes
Pp.Nq.PTu-1013	2488844.0	5683054.0	27.19	27.19	0.00	Yes
YPF.Nq.PTu.x-1	2488580.0	5682840.0	39.91	39.91	0.00	Yes
PLU.Nq.LChi.e-1003	2490700.2	5683592.0	-38.61	-38.61	-0.00	Yes
Pp.Nq.PTu.a-1008	2488191.3	5682706.7	-46.35	-46.35	-0.00	Yes

Tabla2. Errores utilizando todos los pozos.

ATRIBUTOS SÍSMICOS

Un atributo sísmico puede definirse como cualquier medida realizada sobre los datos sísmicos (amplitud, frecuencia y fase) que nos ayude a visualizar o cuantificar mejor las características de interés para su interpretación (Chopra, S. and Marfurt, K, 2007). Los atributos pueden ser medidos y calculados en un instante de tiempo o sobre una ventana de tiempo, como así también sobre una traza sísmica, sobre un conjunto de trazas o sobre una superficie interpretada de los datos sísmicos.

Como se planteó anteriormente en este trabajo, se desea estimar el potencial hidrocarburífero remanente correspondiente al área de estudio. Se realizó un análisis de atributos sísmicos orientando a la búsqueda de trampas con un fuerte componente estratigráfico. Para ello, se identificaron los resultados de estos análisis con características estratigráficas compatibles con las definidas en zonas con registro de hidrocarburos.

RMS AMPLITUDE

Este atributo está relacionado con la energía de la traza y es útil para determinar la distribución de la roca reservorio. El mismo, tiende a enfatizar las anomalías de amplitud más que cualquier otro. Cada valor de amplitud es elevado al cuadrado antes de realizar el promedio de ellas.

La siguiente ecuación, se define como la raíz cuadrada de la traza sísmica $f(t)$:

$$RMS = \sqrt{\frac{\sum_i^n (a_i)^2}{k}}$$

En la misma, a_i es un valor instantáneo de amplitud y k el número de muestras. Para la obtención de los atributos, se realizó (utilizando el cubo sísmico original) una extracción de amplitudes del Horizonte asociado el Miembro Cutral Có de la Formación Los Molles. (Figura 23 y 24). Este último con fin de agilizar el tiempo computacional que conlleva trabajar con todo el cubo completo.

A medida que se realizaron los estudios de atributos, se observó un rasgo que mostraba un alto contraste de impedancia acústica. El mismo se analizó en mayor detalle (Figura 25).

Se calculó la amplitud media cuadrática (RMS) en ventanas que se deslizan sobre la traza sísmica (del orden de 20 msec a 30 msec), para lograr resaltar los contrastes de impedancia acústica presentes en la sísmica.

El esquema de la Figura 26, ejemplifica de manera sencilla como se mueven las ventanas utilizadas respecto a nuestro horizonte de interés, según el software utilizado.

La implementación para obtener los resultados con el atributo RMS se realizó de dos maneras. Por un lado, se corrió como un atributo de superficie donde se siguió como tendencia el horizonte en estudio (Figuras 27 y 28). Por otro, aprovechando la definición del cubo sísmico, se corrió como atributo de volumen extrayendo un valor a distintos tiempos siguiendo también la tendencia de la superficie antes mencionada (Figuras 30 y 31).

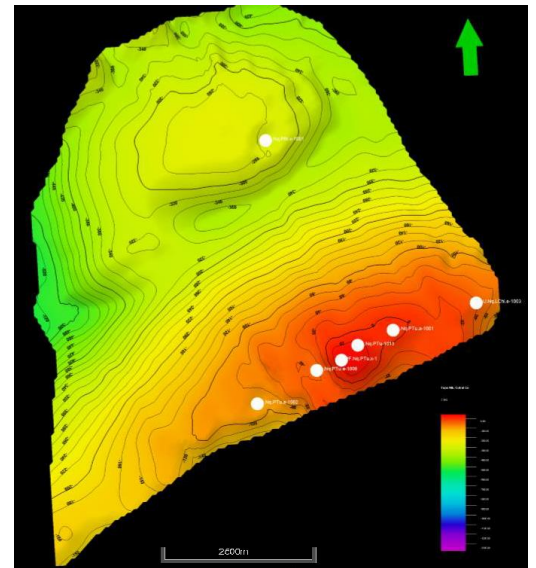


Figura 22. Mapa en profundidad asociado al tope del Miembro Cutral Có.

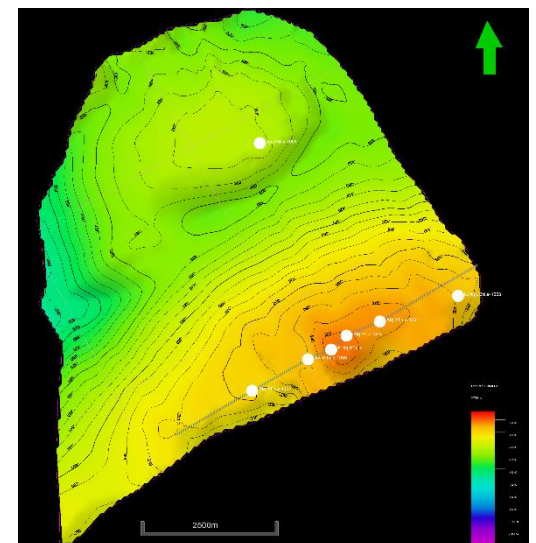


Figura 23. Mapa Estructural - Eje del Anticlinal.

A partir de los resultados obtenidos se pueden reconocer dos zonas definidas que muestran altos contrastes de impedancia acústica. Una zona por debajo del tope que representa al Miembro Cutral Có, asociados a los pozos ubicados sobre el eje del anticlinal de Puesto Touquet y sobre el alto de Puesto Billar. La otra zona reconocida, se ubica por encima del tope que tiene aspecto de meandro.

Tomando una ventana de 30 mseg se buscó superponer las zonas para poder visualizar el incremento de contrastes de amplitud. Se distinguen dos zonas definidas, una por debajo del tope asociado al Miembro Cutral Có y otra por debajo del mismo (Figura 28). También, se puede concluir que este atributo es útil como indicador de fallas, ya que evidencia cambios laterales muy marcados que puede asociarse al fallamiento de la roca (Figura 29).

Realizando otra implementación de la extracción del atributo RMS, en el que fue tomado como atributo de volumen y luego extraer un valor de RMS siguiendo el horizonte interpretado (Figuras 30 y 31), se logró determinar también en las mismas zonas definidas anteriormente.

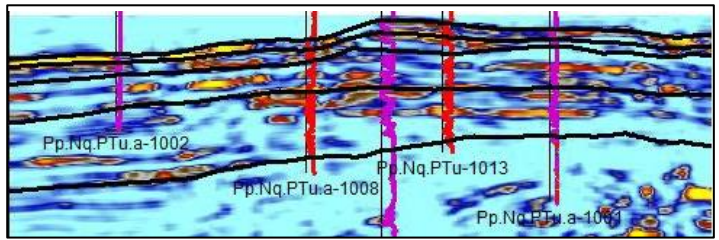


Figura 24. RMS, Composite Linedel Eje del Anticlinal.

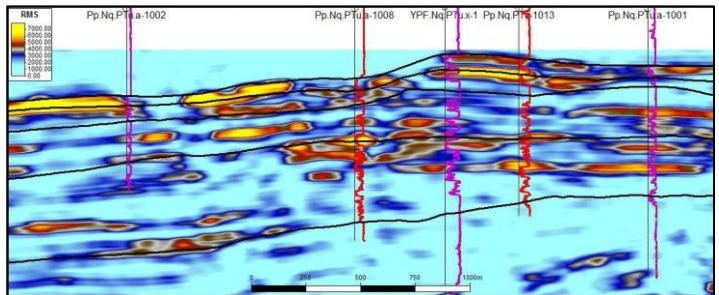


Figura 25. Zona de Interés.

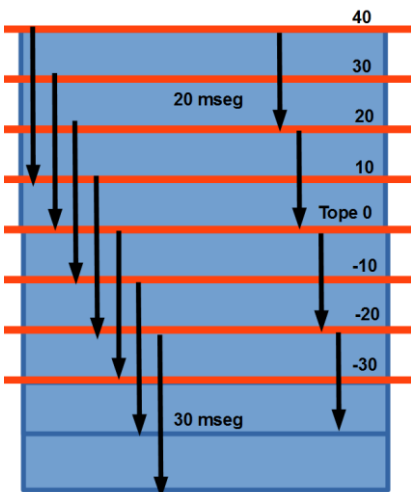


Figura 26. Corrida de atributos, Petrel.

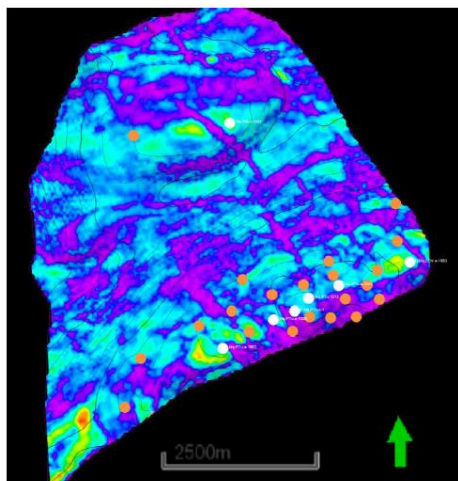


Figura 27. Atributo RMS de superficie, tomando una ventana de 20 ms y corriendo desde el tope interpretado, cada 20 ms hacia arriba. Izquierda: Tope. Derecha: a 60 ms del Tope.

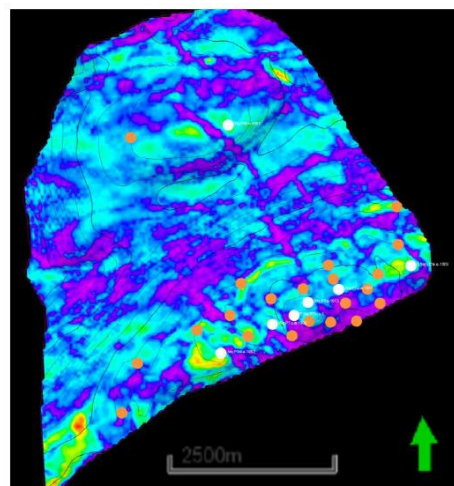
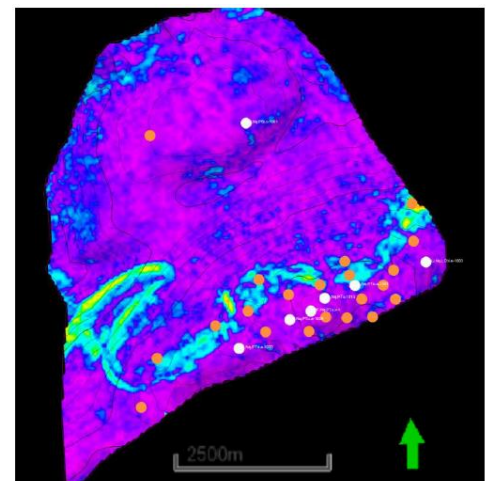


Figura 28. Atributo RMS de superficie, tomando una ventana de 30 ms y corriendo desde el tope interpretado cada 10 ms hacia arriba. Izquierda: Tope. Derecha: a 70 ms del Tope.

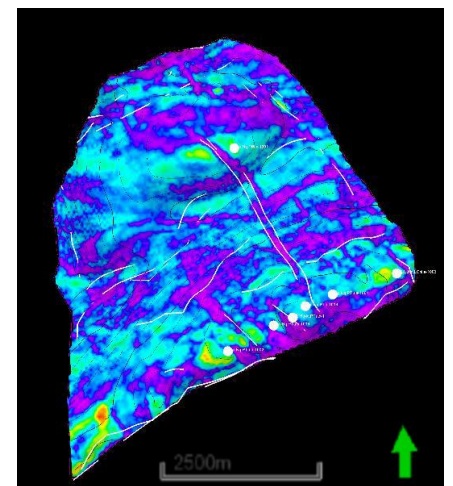
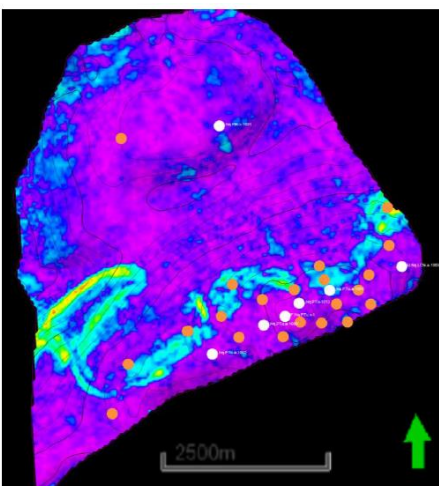


Figura 29. Atributo RMS de superficie, fallas interpretadas.

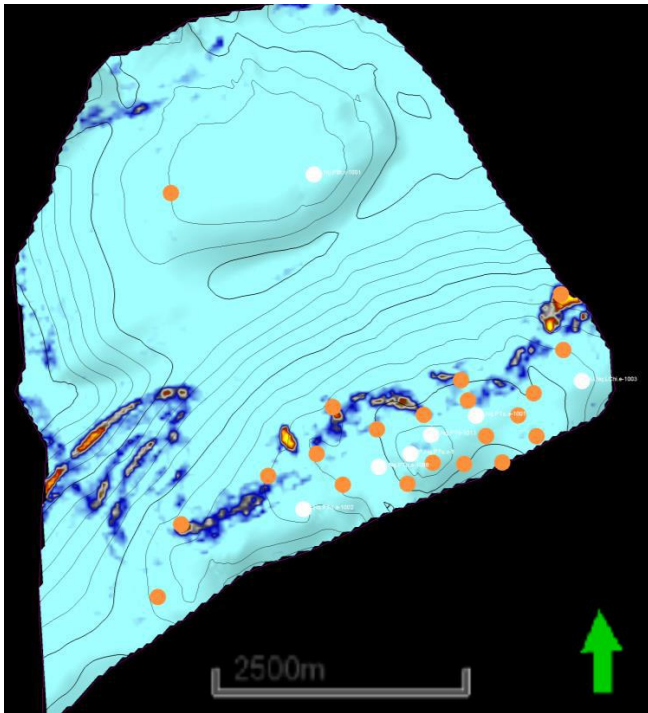


Figura 30. Atributo RMS de volumen, tomando una ventana de 20 ms y corriendo desde el tope interpretado cada 20 ms hacia arriba y cada 20ms hacia abajo.

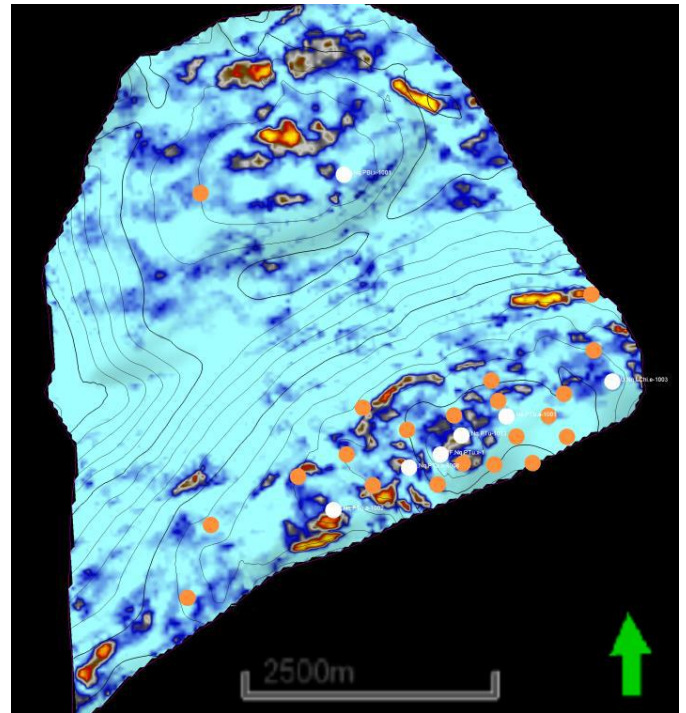


Figura 31: Atributo RMS de volumen, tomando una ventana de 30 ms y corriendo desde el tope interpretado cada 20 ms hacia arriba y cada 20ms hacia abajo.

INTERPRETACIÓN DE PERFILES, POROSIDAD, SATURACIÓN DE FLUIDOS, ESPESOR ÚTIL, PERMEABLES, Y RELACIÓN DE LOS MISMOS

Con los datos proporcionados de Pluspetrol, se cargaron los perfiles eléctricos y se realizó una correlación entre los pozos según sus cercanías, para continuar con los cálculos de volumen de arcilla, porosidad, y saturación de fluidos de las dos zonas de interés: Eje del Anticlinal, y Zona de Canal.

A cada pozo se ajustó el tope del miembro Cutral Có (Flatten Horizon), luego se identificó cada tope y base de los cuerpos de interés. Para dichos cuerpos, se extrajo de las evaluaciones petrofísicas, valores promedios de volúmenes de arcilla, porosidad efectiva, saturaciones de agua y espesores netos de arena.

DEFINICIÓN DE LOS TOPES

Para definir tope y base de los cuerpos de interés, se utilizó el módulo *Well Section* de Petrel. Las herramientas claves fueron los perfiles de Rayos Gamma, y Potencial Espontáneo, esenciales para distinguir entre arenas y arcillas. Para la zona del Eje del Anticlinal, se definieron dos cuerpos arenosos con extensión lateral y espesores considerables: *Alto Miembro Cutral Có* y *Bajo Miembro Cutral Có*. El Tope de Alto Miembro Cutral Có, coincide con la superficie interpretada en el cubo sísmico como *Tope del Miembro Cutral Có*.

En la figuras 32 se observa el posicionamiento estructural de los pozos del Eje del Anticlinal y de los pozos de la Zona de Canal respectivamente. Se utilizó *Flatten Horizon* (Figura 33 y 35) como herramienta para ayudar a la interpretación de los cuerpos y poder predecir la continuidad de los elementos estratigráficos y estructurales que se ubican por debajo. Cabe destacar las diferencias estructurales y estratigráficas entre el Eje del Anticlinal y la Zona de Canal, la cual se ubica estructuralmente debajo al Eje del Anticlinal, pero estratigráficamente por encima del Tope del Miembro Cutral Có interpretado (Figura 36 y 37).

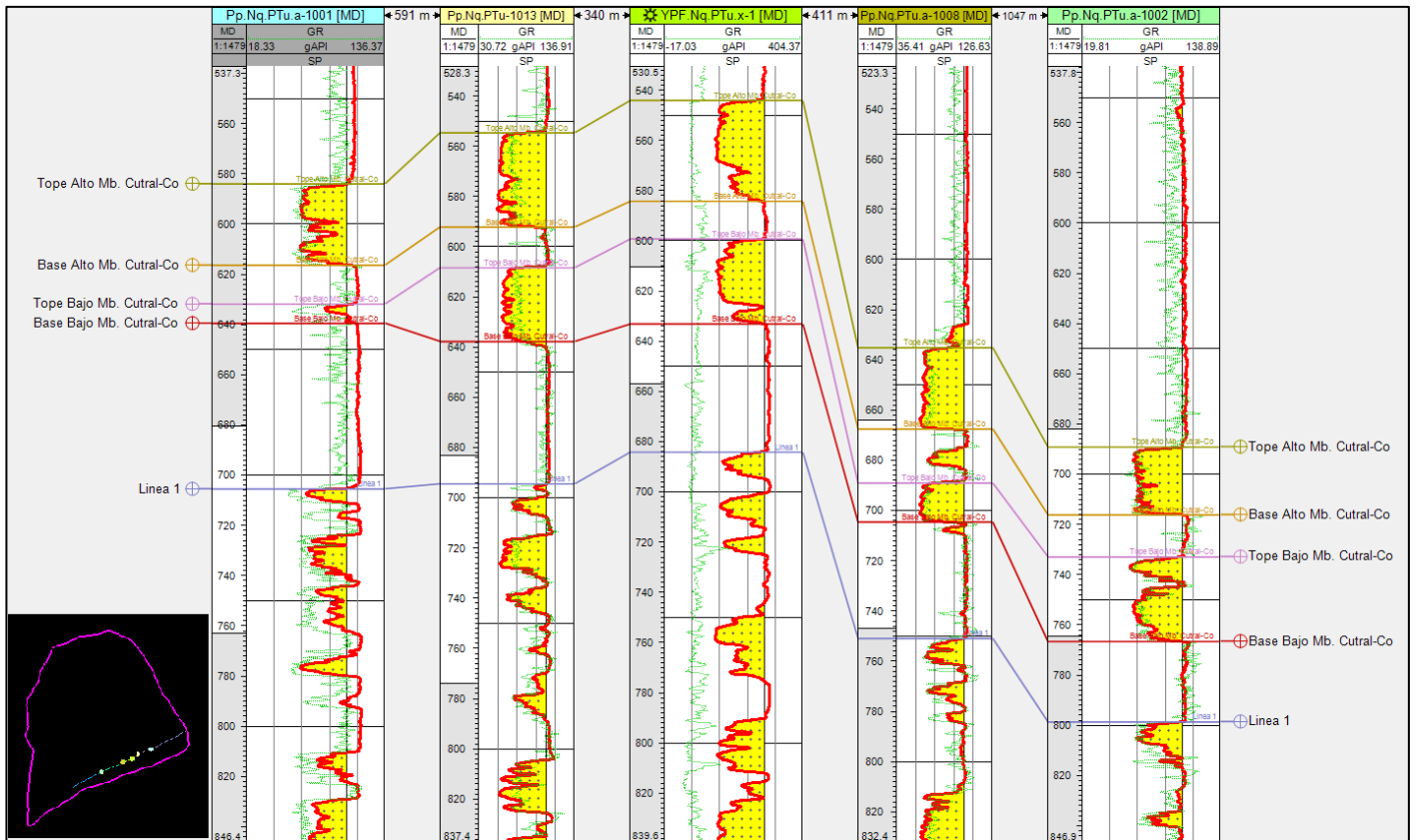


Figura 32. Interpretación del Tope Miembro Cutral Co, Eje de anticlinal, paralelo a falla principal. Dominio TVDSS.

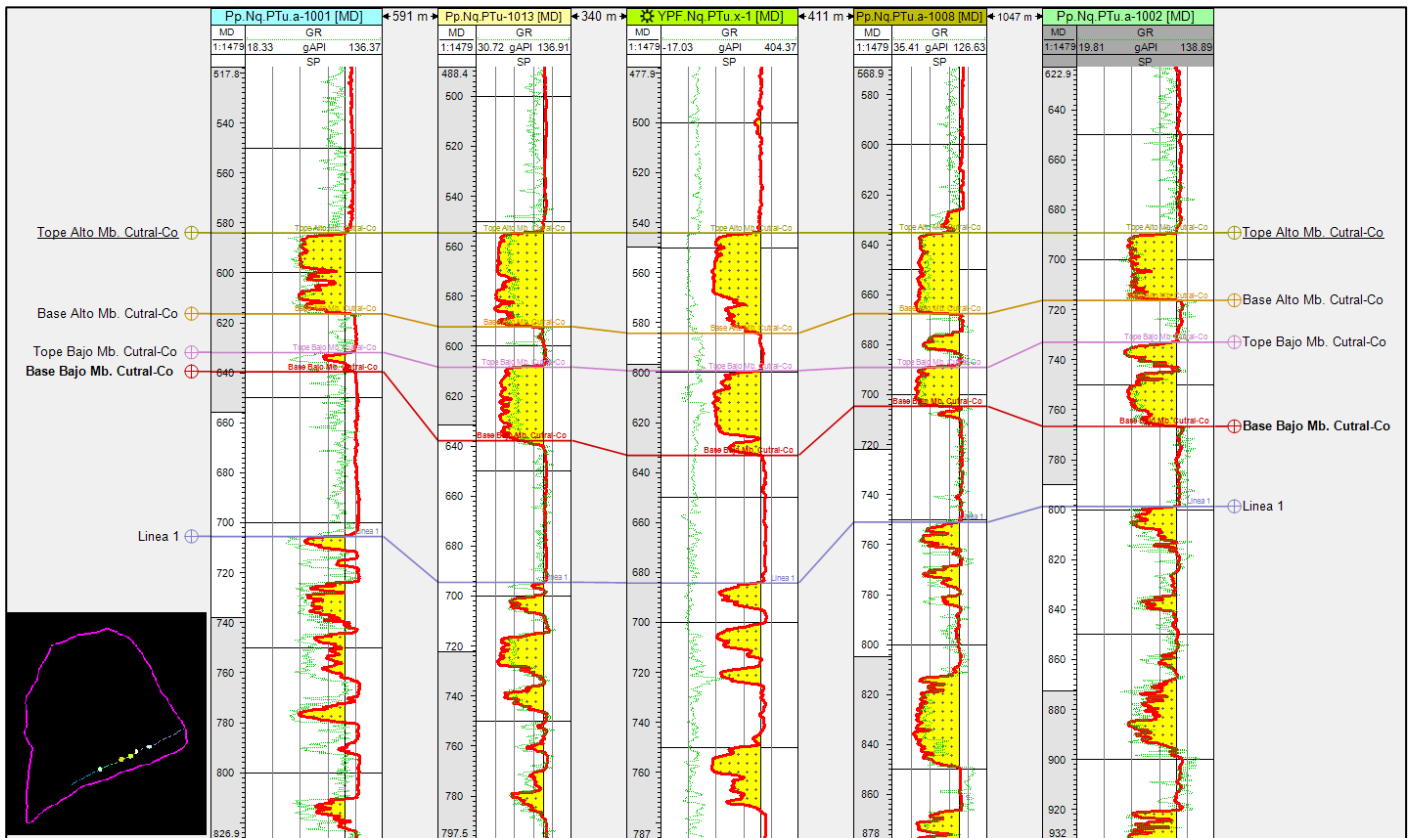


Figura 33. Corte Estratigráfico (Flattened Horizon) del Tope Miembro Cutral Co, Zona de Canal. Dominio TVDSS.

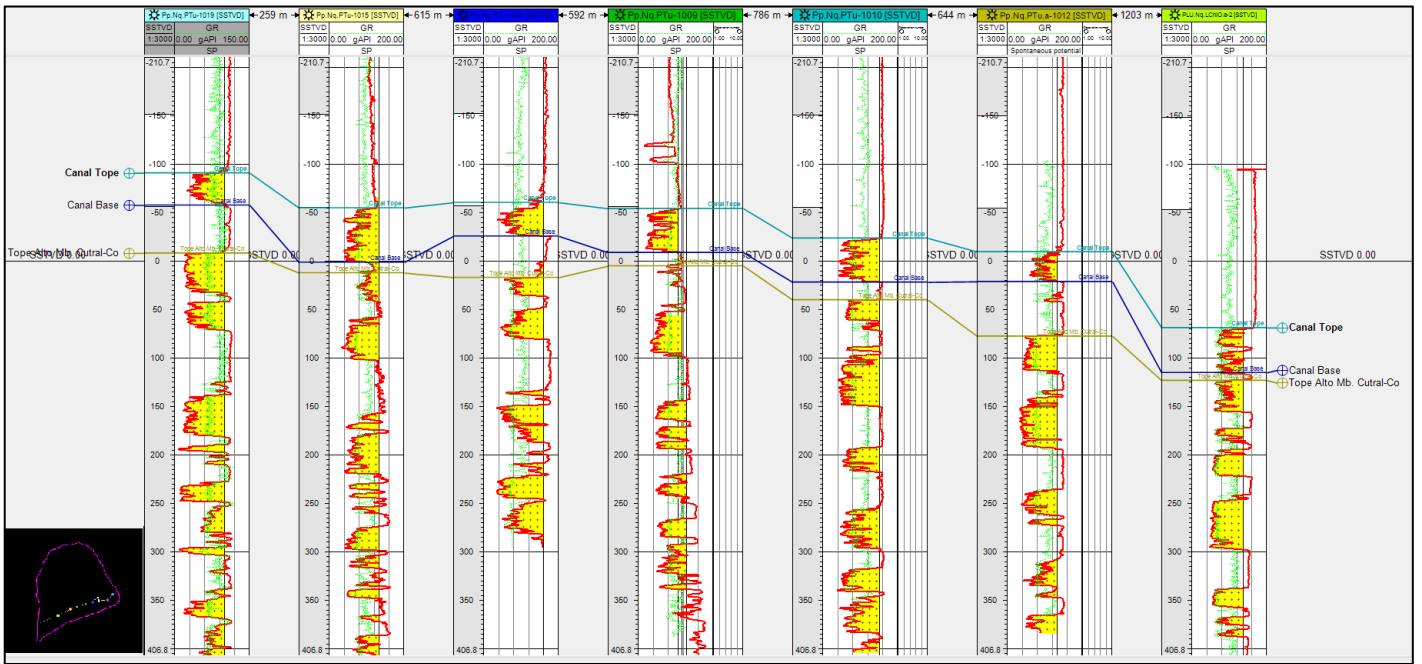


Figura 34. Interpretación del Topo Miembro Cutral Co, Eje de anticlinal, paralelo a falla principal.

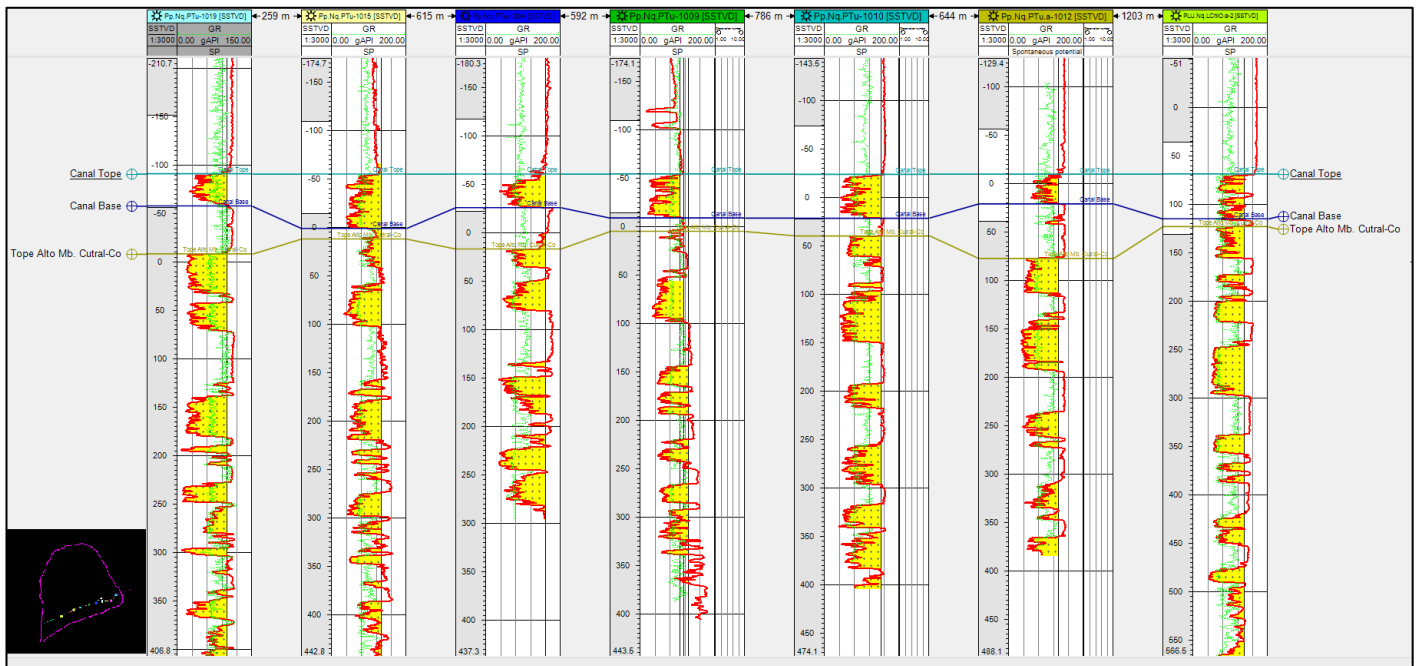


Figura 35. Interpretación del Topo Miembro Cutral Co, Zona de Canal.Flatten Horizon al Topo del Canal.

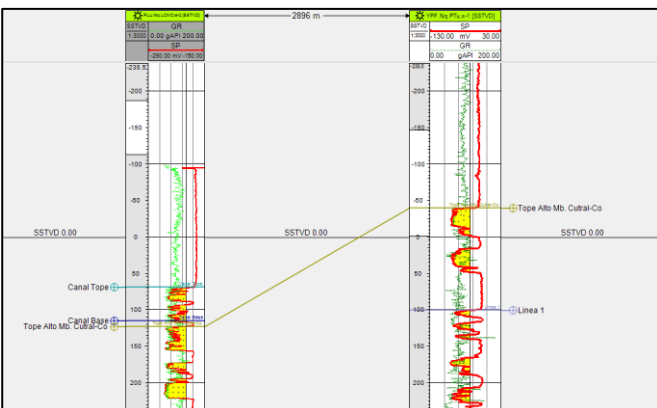


Figura 36. Comparación estructural.

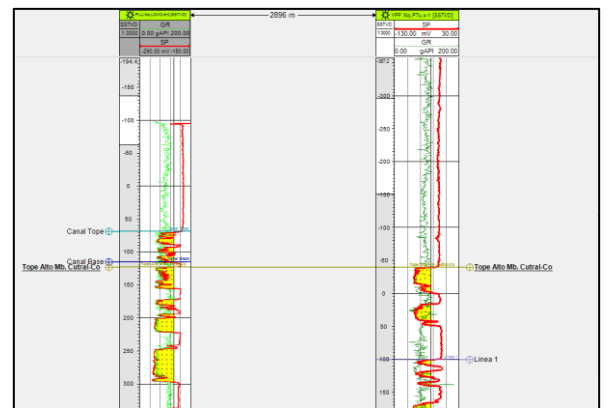


Figura 37. Comparación estratigráfica.

CÁLCULOS DE POROSIDAD, SATURACIÓN DE FLUIDOS, ESPESOR ÚTIL

Los cálculos petrofísicos se realizaron utilizando el software Interactive Petrophysycs (Figura 38 y 39). El cálculo de la arcillosidad se derivó de los perfiles de Potencial Espontáneo y Gamma Ray, tomando en cada caso el mínimo valor de V_{clay} obtenido. El valor de matriz se decidió en función de la correlación entre la porosidad perfil y porosidad corona. Finalmente, el cálculo de saturación se realizó en base a la ecuación de Simandoux modificada, tomando un valor de resistividad de agua (R_w) de $0,06 \Omega.m$, un coeficiente empírico de tortuosidad (a) de 0.62 , exponente de saturación (n) de 2 , y un factor de cementación (m) de 1.9 .

Los parámetros de entrada para realizar el modelo de interpretación petrofísica fueron validados con los resultados obtenidos en el trabajo final "Caracterización del Reservorio desde los puntos de vista Geológico y Petrofísico" del Lic. Ignomieriello (UNLP), en el cual se realizaron análisis de testigos corona, y estudios de petrofísica básica y especial de los niveles de interés para Puesto Touquet.

Con los resultados obtenidos en pozos exploratorios (Volumen de Arcilla, Porosidad Efectiva, Saturación de Agua, y Espesor Neto) se realizó un promedio para las dos áreas de interés: Eje del Anticlinal y Zona de Canal (Tabla 3 y 4).

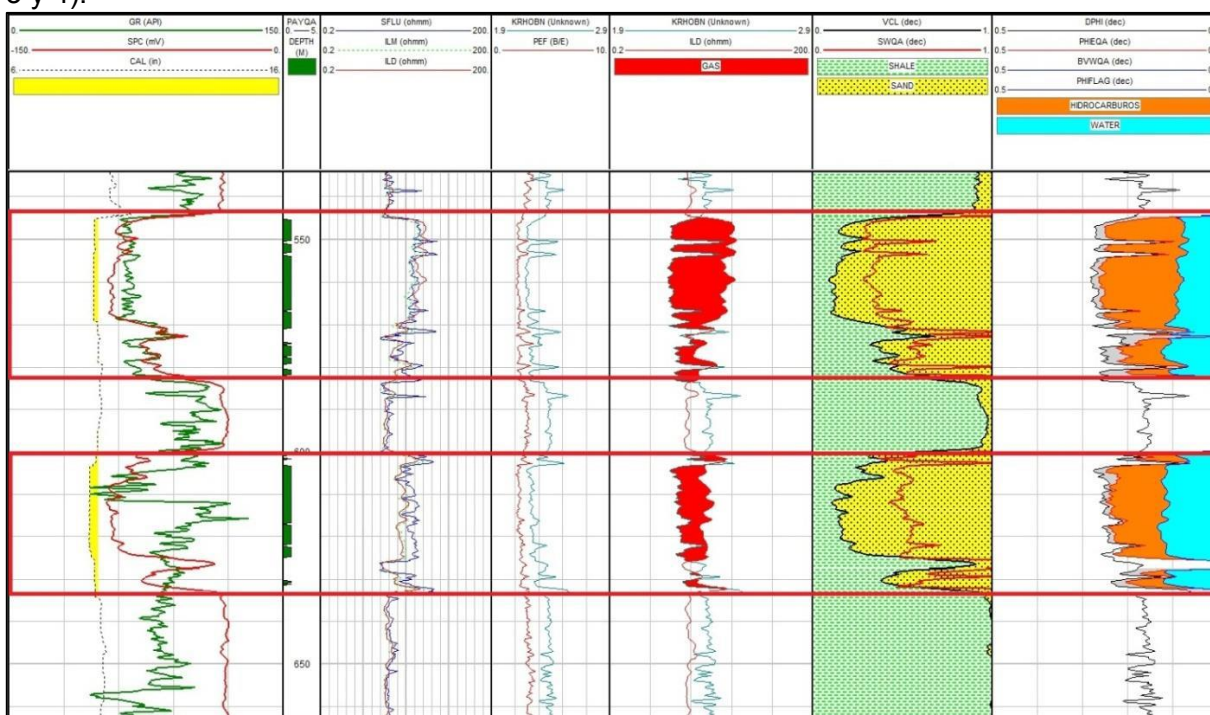


Figura 38. Registros Eléctricos YPF.Nq.PTu.x-1, presencia de Gas, V_{clay} , S_w , $Phie$.

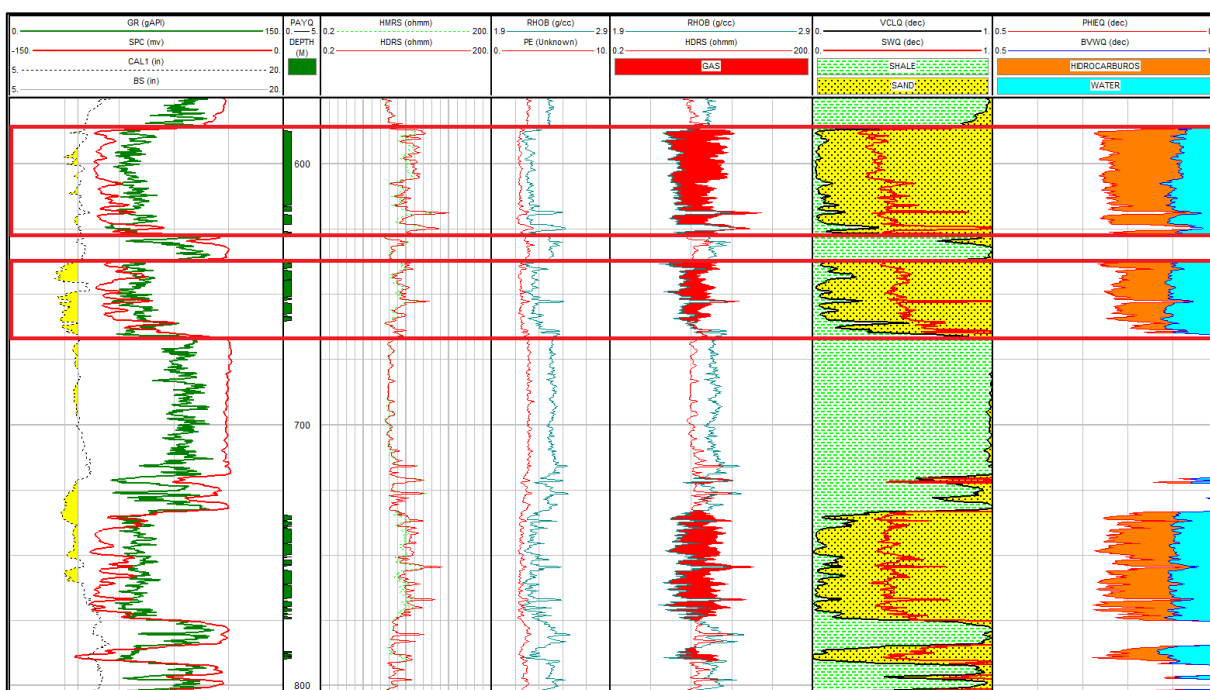


Figura 39. Registros Eléctricos YPF.Nq.PTu-1019, presencia de Gas, V_{clay} , S_w , $Phie$.

Tope	Pozos	Promedios			Espesor Neto
		VCLAY	PHIE	SW	
Alto	PTu.a-1001	0,094	0,219	0,311	29,20
	Pp.Nq.PTu-1013	0,155	0,227	0,362	30,10
	YPF.Nq.PTu. X-1	0,303	0,209	0,507	41,20
	PTu.a-1008	0,103	0,221	0,615	32,20
	Pp.Nq.PTu a-1002	0,222	0,213	0,879	26,20
	Promedio Total	0,175	0,218	0,535	31,78

Tope	Pozos	Promedios			Espesor Neto
		VCLAY	PHIE	SW	
Bajo	PTu.a-1001	0,184	0,141	0,594	3,20
	Pp.Nq.PTu-1013	0,224	0,203	0,495	29,10
	YPF.Nq.PTu. X-1	0,166	0,204	0,608	33,20
	PTu.a-1008	0,068	0,216	0,786	14,20
	Pp.Nq.PTu a-1002	0,352	0,176	0,929	33,20
	Promedio Total	0,199	0,188	0,682	22,58

Tabla 3. Promedios VClay, Porosidad Efectiva, Saturación de Agua, Espesor Neto para el Eje del Anticlinal.

Tope	Pozos	Promedios			Espesor Neto
		VCLAY	PHIE	SW	
Alto	Pp.Nq.PTu-1003	0,136	0,21	0,507	36,60
	Pp.Nq.PTu-1004	0,387	0,18	0,426	20,00
	Pp.Nq.PTu-1010	0,401	0,128	0,453	32,50
	Pp.Nq.PTu-1015	0,729	0,023	0,964	30,10
	Pp.Nq.PTu-1019	0,099	0,217	0	42,30
	Pp.Nq.PTu.a-1012	0,151	0,181	1	38,60
	Pp.Nq.PTu-1011	0,592	0	0,89	40,10
Promedio Total	0,356	0,152	0,558	34,31	

Tope	Pozos	Promedios			Espesor Neto
		VCLAY	PHIE	SW	
Alto	Pp.Nq.PTu-1003	0,726	0,119	0,442	8,20
	Pp.Nq.PTu-1004	0,294	0,176	1	33,00
	Pp.Nq.PTu-1010	0	0,104	1	62,30
	Pp.Nq.PTu-1015	0	0,171	0,756	46,50
	Pp.Nq.PTu-1019	0	0,188	1	29,80
	Pp.Nq.PTu.a-1012	0	0,16	0,988	62,20
	Promedio Total	0,296	0,152	0,611	40,33

Tabla 4. Promedios VClay, Porosidad Efectiva, Saturación de Agua, Espesor Neto para Zona de Canal.

INTEGRACIÓN GEOLÓGICA Y GEOFÍSICA

Con ayuda de los antecedentes geológicos del área, los resultados obtenidos con atributos sísmicos y los registros eléctricos, se obtuvo una interpretación del área para las zonas cercanas al tope del Miembro Cutral Có (Figura 40). Se reconocen cuerpos arenosos rodeados de pelitas, con forma de lóbulo para las cercanías al Eje del Anticlinal en Puesto Touquet (Figura 41). También, se evidenció un rasgo característico por encima del objetivo donde se detectaron fuertes contrastes de impedancia acústica comparables con el objetivo considerado. Este rasgo podría corresponderse al relleno de un canal (donde los pozos que lo atravesaron ensayaron gas), en niveles muy cercanos al lóbulo (Figura 42), en una zona estructuralmente más baja. A partir de los estudios realizados con atributos sísmicos se observó sobre el eje del anticlinal, correspondiente a Puesto Touquet, altos contrastes de impedancia acústica que podrían estar asociados al lóbulo proximal de un abanico submarino (Figura 43).

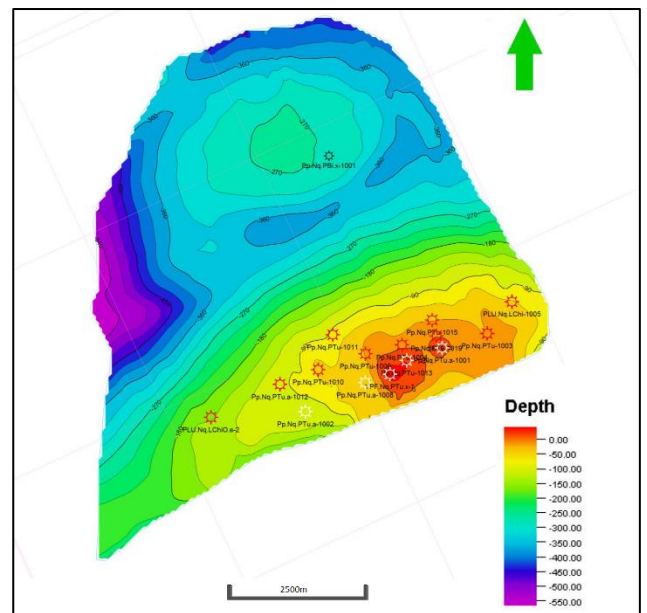


Figura 40. Mapa en profundidad con pozos integrados. Rojo: Zona de Canal. Blanco: Eje del Anticlinal.

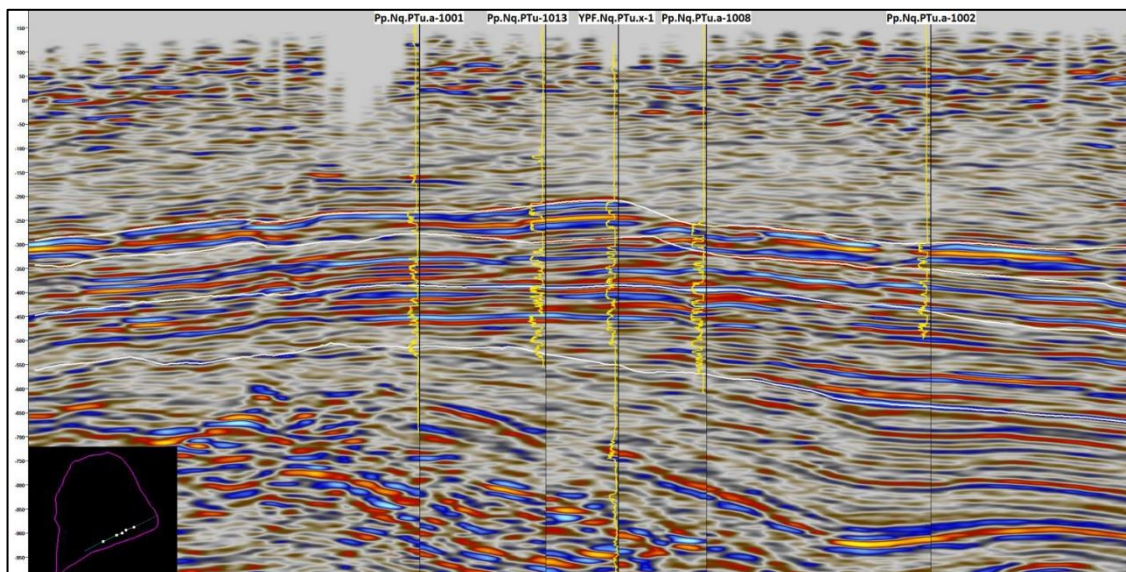


Figura 41. Sismica integrada con pozos, y Potencial Espontáneo. Eje.

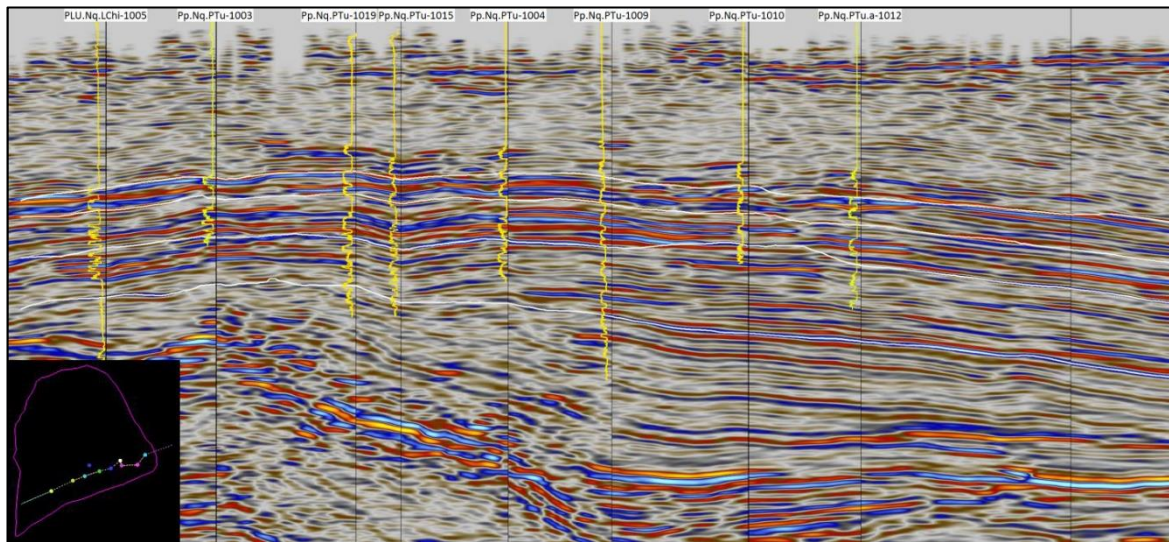


Figura 42. Sísmica integrada con pozos, y Potencial Espontáneo. Canal.

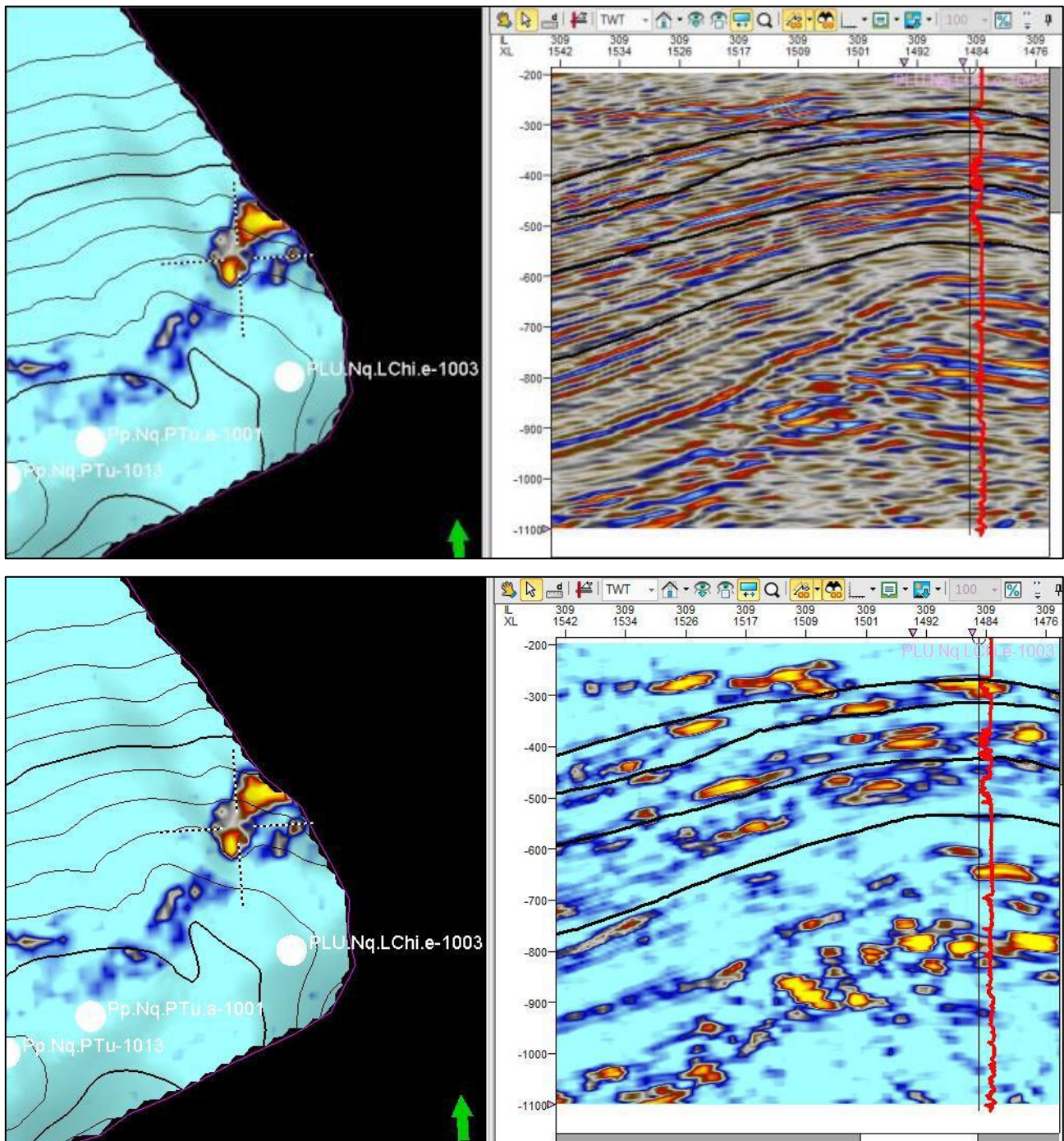


Figura 43. Inline 309. Atributo relacionado con la sísmica y perfil de potencial espontáneo. Podría corresponder a un relleno de canal.

OBTENCIÓN DE UN MODELO ESTRUCTURAL - ESTRATIGRÁFICO DEL ÁREA

MODELO ESTRUCTURAL

Se utilizó el módulo *Structural Modeling* para definir un modelo estructural en dominio Tiempo (*Elevation Time*), los elementos utilizados fueron:

- **Superficies:** Base Miembro Cutral Co, Intra 1 Miembro Cutral Co, Intra 2 Miembro Cutral Co, Tope Miembro Cutral Co. Las superficies fueron interpretadas en base al cubo sísmico. Se definieron la base y el tope del Miembro Cutral Co, y dos superficies más, con un objetivo puramente geométrico y estructural.
- **Tope Miembro Cutral Co:** extraído de los registros eléctricos de los pozos. Se utilizó para generar una tendencia de la superficie del Tope de Miembro Cutral Co.
- **Polígono:** definió los límites geométricos del modelo, el límite sureste fue definido por la falla principal, la cual tiene una orientación SO-NE.
- **Fallas:** las fallas fueron picadas en la sísmica, encontrando dos tendencias en los rumbos, una paralela a la falla principal, y otra perpendicular a la misma. Estas tendencias fueron utilizadas para definir la orientación de la falla.
- **Registros Eléctricos:** la interpretación de los registros eléctricos ayudó a definir el espesor de los cuerpos de interés, realizando una correlación de los pozos utilizados. Luego de definir los cuerpos, se midieron en su espesor, y de este modo se calculó el volumen de las celdas y el espesor de las capas.

Grilla simple

Se creó una grilla simple, sin intervención de fallas en una primera etapa, para definir los límites geométricos mediante un polígono determinado. La cual en una segunda etapa fue intervenida por las fallas agregadas al modelo (Figura 44).

Modelo de Fallas

Se convirtieron las fallas previamente picadas a un modelo de fallas, el cual permitió generar pilares verticales y nodos de la superficie de falla, para ser modificados según las necesidades (Figura 45).

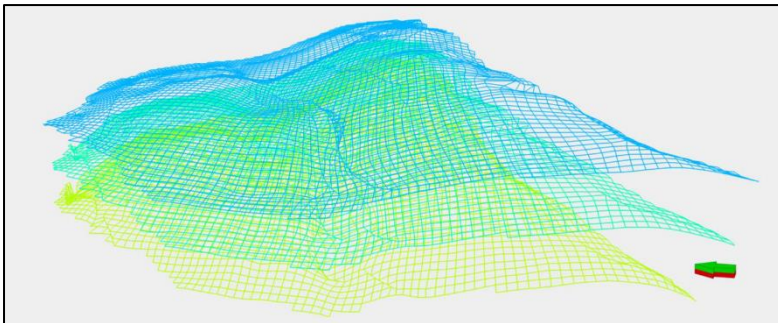


Figura 44. Generación de grillas.

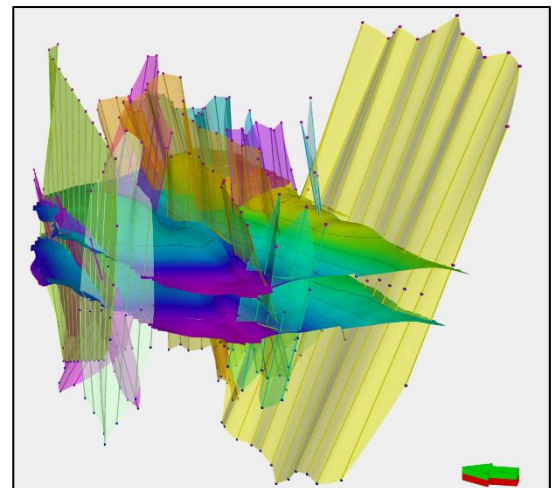


Figura 45. Modelo de Fallas.

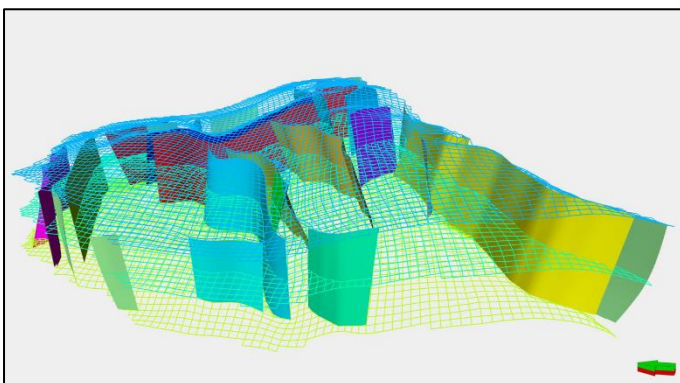


Figura 46. Delimitación de fallas según las grillas.

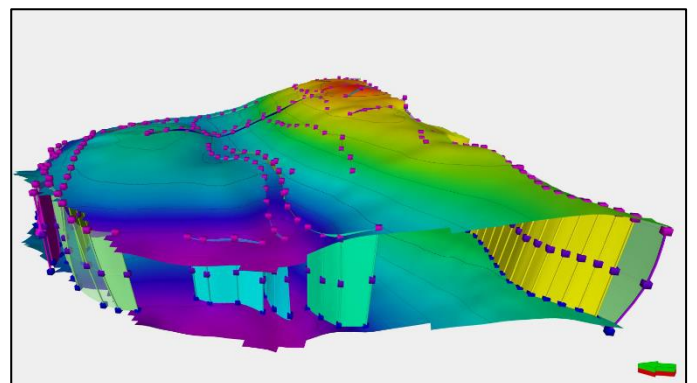


Figura 47. Esqueleto 3D.

Altura de las fallas

Se cortaron las fallas según las superficies de tope y base de la formación, para definir los límites verticales de la grilla. Para el límite superior se utilizó la superficie Tope Miembro Cutral Co, y para la base la superficie Base Miembro Cutral Co. Utilizando la opción del módulo que corta las fallas según las superficies indicadas (Figura 46).

Esqueleto 3D

Se realizó el esqueleto de la grilla 3D utilizando la grilla y el modelo de fallas activo. La distancia entre nodos para definir el tamaño horizontal de celdas fue de 100 metros. El ángulo de rotación de las celdas fue determinado por la tendencia más importante de las fallas. El módulo generó un esqueleto definido por tres grillas, una basal, media y una al tope.

QA/QC – Esqueleto 3D

Luego de la generación del esqueleto, mediante las fallas y limitado por el polígono. Se realizó un control de calidad de las grillas del esqueleto y su intersección con las fallas. Se buscaron zonas en la cual el modulo generaba discrepancias, y se corrigió la geometría de la falla para generar el menor error posible (Figura 47).

Generación de Horizontes

Se realizaron los horizontes con grilla 3D, utilizando las superficies interpretadas, ajustados con los topes de los pozos e interceptados por el modelo de fallas. En este módulo se pudo adecuar a cada falla el grado de afectación (Figura 48).

Generación de Zonas

Luego de la creación de los horizontes, se generaron diferentes zonas, las cuales pueden ser procesadas y editadas separadamente en el módulo.

Generación de Capas

Las capas son divisiones de cada zona generada. Al finalizar el proceso, las divisiones creadas en cada zona, determinará el espesor de cada celda del modelo estructural. De esta forma, se puede separar el modulo en diferentes zonas, las cuales pueden estar afectadas por diferentes tamaños de celda. Ejemplo: Zona A (Amarillo), Zona B (Verde), Zona C (Azul) (Figura 49 y 50).

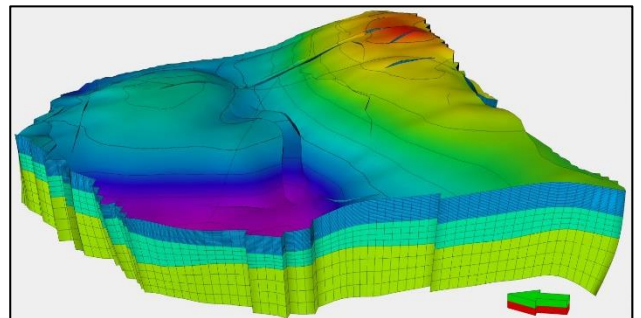


Figura 49. Modelo Estructural, delimitado por zonas, dividido por celdas.

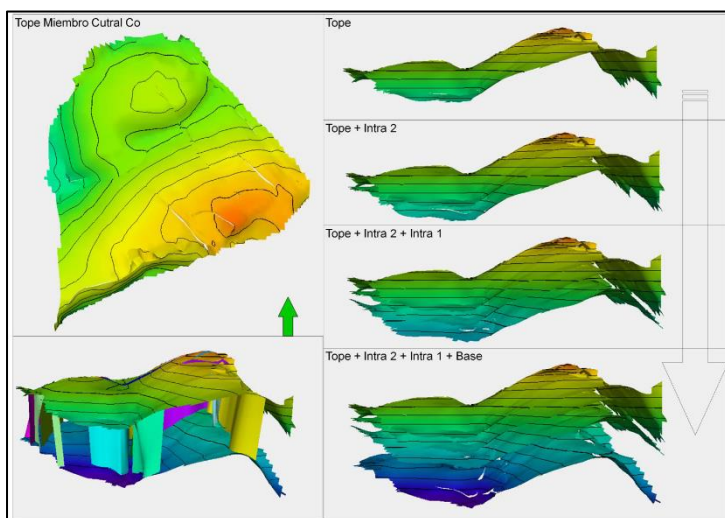


Figura 48. Generación de Horizontes.

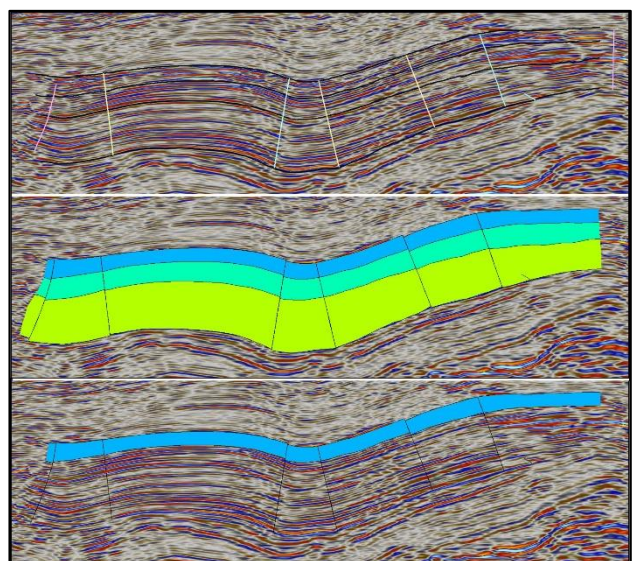


Figura 50. Integración de modelo estructural y sísmica.

MODELO ESTRATIGRÁFICO

De la integración de los resultados obtenidos, se planteó la existencia dos zonas de interés que se corresponden con dos eventos geológicos: un lóbulo proximal de abanico submarino, el cual coincide estructuralmente con el eje del anticlinal, debido a esto fue denominado "Eje"; y un cuerpo de geometría canalizada denominado "Canal". En cuanto a las relaciones estratigráficas, dichos cuerpos generan un solapamiento, quedando el canal por encima del lóbulo (Figura 51).

Eje del Anticlinal: Se interpretó este cuerpo como un lóbulo proximal de abanico submarino, formado por un continuo flujo de sedimentos que fueron movilizados por la gravedad. El análisis realizado concuerda con el estudio en detalle de las coronas realizado por el alumno Facundo Ignomiriello en LCV S.A.

Canal: Se interpretó como un canal submarino, ubicado en una zona más proximal que el lóbulo. Se ubica estratigráficamente por encima del Tope del Miembro Cutral Có.

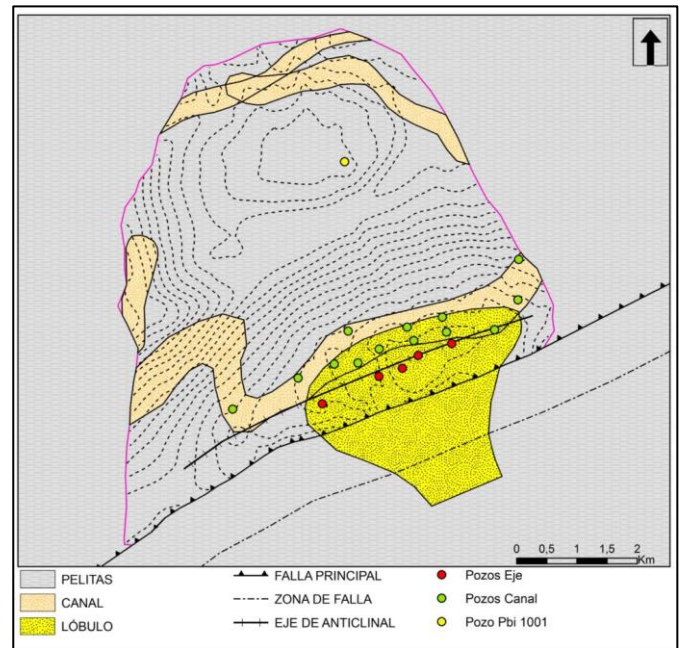


Figura 51. Interpretación litofacial.

Debido a que el área Puesto Touquet se encuentra en un ambiente de dorsal, se interpreta que la zona fue afectada por actividad tectónica regional, generando variaciones del nivel del mar, lo que provocó una variación del espacio de acumulación, dando como resultado importantes cambios de facies y espesores. Esta variedad fue desde un punto de vista favorable, ya que aportó importantes sellos efectivos de lutitas marinas.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Con los estudios realizados de atributos sísmicos se obtuvo una buena correlación entre RMS tanto de superficie como volumen y Sweetness (atributo calculado como la envolvente/raíz de la frecuencia). Particularmente con RMS, se lograron delinear dos zonas con altos contrastes de impedancia acústica. Una sobre el eje del anticlinal, correspondiente a Puesto Touquet y Puesto Billar y otra donde se evidenció un rasgo característico por encima del objetivo donde se detectaron fuertes contrastes de impedancia acústica comparables con el objetivo considerado. Siendo este rasgo correspondiente al relleno de un canal (donde los pozos que lo atravesaron ensayaron gas). Cabe destacar que respecto a los atributos estructurales, la curvatura mostro ser idóneo para separar el sistema principal de fallas. Pero también logramos un muy buen resultado a partir de RMS.

A través de la integración de los resultados obtenidos, y gracias a los datos aportados por *Pluspetrol S.A* se realizó un estudio evolutivo del yacimiento Puesto Touquet, donde se planteó la existencia de dos zonas de interés que se corresponden con dos eventos geológicos: un lóbulo proximal de abanico submarino, el cual coincide estructuralmente con el eje del anticlinal y un cuerpo de geometría canalizada. En cuanto a las relaciones estratigráficas, dichos cuerpos generan un solapamiento, quedando el canal por encima del lóbulo.

El yacimiento Puesto Touquet se encuentra actualmente en una etapa avanzada considerado maduro, debido a que los caudales de producción de gas son bajos en los pozos ubicados dentro del área desarrollada. No obstante, y basado en los análisis realizados en este trabajo, se propone investigar las zonas canalizadas fuera del área ya explotada, donde los atributos sísmicos permiten interpretar buenas características de reservorio con potencial hidrocarburífero.

En caso de que los volúmenes involucrados en las zonas mencionadas puedan ser considerados económicos, en un futuro inmediato, podría optarse por definir una propuesta exploratoria y su consecuente plan de desarrollo que, con la aplicación de nuevas tecnologías, ayudaría a recuperar el potencial remanente del área en cuestión.

Si bien este trabajo no posee un concepto puramente exploratorio. Se basó en estudiar en profundidad su etapa evolutiva y su evaluación como reservorio. Tuvo como objetivo demostrar la aplicación en la industria de diferentes herramientas integradas con diferentes disciplinas (geofísica, geología, geoquímica, petrofísica), con un mismo objetivo en común y sin dejar de lado el concepto interpretativo humano, que da como resultado de la combinación de esta información, siendo la toma de decisiones de inmensa inversión de capital para un proyecto.

Como trabajo a futuro se podría reactivar el éxito del play, considerando el área como No Convencional, de tipo shale gas con objetivo en el Mb Pelítico Inferior. Un estudio exhaustivo de mayor detalle, reutilizando los pozos, y revalidando los datos (véase L. Jorgensen, 2013).

Por otro lado, con el estudio de atributos se han observado altos valores del atributo RMS por debajo del objetivo considerado (Grupo Precuyo) como así también en el área de Pto. Billar (Mb. Cutral Có) que merecen un estudio más detallado.

En la presente contribución también se consideró como objetivo demostrar la destreza de los alumnos de la Especialización en Geociencias de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, de llegar a resultados similares a los obtenidos por el equipo de exploración y desarrollo de Pluspetrol.

REFERENCIAS

- M. ALLO, F. MAS CATTAPAN, S. MARÍA, 2014.** Modelado estático de un yacimiento maduro de gas Puesto Touquet. Cuenca Neuquina, Argentina.
- S. CHOPRA, K. MARFURT, 2007.** Seismic Attributes for Prospect Identification and Reservoir Characterization.
- C. E. CRUZ, F. ROBLES, C.A. SYLWAN, H.J. VILLAR, 1999.** Los sistemas petroleros jurásicos de la Dorsal de Huincul. Cuenca Neuquina, Argentina. 4º Congreso de Exploración de Hidrocarburos, Buenos Aires.
- P. EISNER, 1991.** Tectonostratigraphic evolution of Neuquén Basin, Argentina. Rice University, Houston.
- R. GOMEZ OMIL, R. SCHMITHALTER, A. CANGINI, L. ALBARIÑO, A. CORSI, 2002.** El Grupo Cuyo en la Dorsal de Huincul, consideraciones estratigráficas, tectónicas y petroleras.
- L. JORGENSEN, G. A. LOPEZ PEZÉ, F. PISANI, 2013.** YPF S.A., Buenos Aires, Argentina.
- KIM, HYUNG JOO, M. MALLEA, R. GUTIÉRREZ, P. MALONE, 2014.** Exploración del Grupo Cuyo en bloques maduros de la Dorsal de Huincul – Puesto Touquet y El Porvenir, Cuenca Neuquina. IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mendoza.
- A. MOSQUERA, J. SILVESTRO, V. RAMOS, M. ALARCÓN, M. ZUBIRI, 2011.** La estructura de La Dorsal de Huincul.
- J. J. ORCHUELA, J. C. VAILLARD, V. PLOSKIEWICZ, R. VIÑES, 1981.** Reinterpretación Estructural de la denominada “Dorsal Neuquina”, VIII Congreso Geológico Argentino, San Luis.
- F. PÁNGARO, D. M. PEREIRA, E. MICUCCI, 2009.** El sinrift de la Dorsal de Huincul, Cuenca Neuquina: Evolución y control sobre la estratigrafía y estructura del área.
- V. PLOSKIEWICZ, J. J. ORCHUELA, J. C. VAILLARD, R. VIÑES, 1984.** Compresión y desplazamiento Lateral en la zona de la Falla de Huincul, estructuras asociadas, Provincia del Neuquén, IX Congreso Geológico Argentino, SC de Bariloche.
- J. J. PONCE, A. O. MANTAGNA, N. CARMONA, 2015.** Geología de la Cuenca Neuquina y sus sistemas petroleros.
- SEISMIC DATA PROCESSING REPORT, 2007.** WesternGeco, Pluspetrol, Buenos Aires, Argentina.
- J. SILVESTRO, M. ZUBIRI, 2008.** Convergencia oblicua: modelo estructural alternativo para la Dorsal Neuquina (39°S).
- R. SIMM, M. BACON, 2014.** Seismic Amplitude An Interpreter's Handbook.
- M. ULIANA, L. LEGARRETA, 1993.** Hydrocarbons habitat in a Triassic-to-Cretaceous sub-andean setting: Neuquén Basin, Argentina. *Journal of Petroleum Geology*.
- G. VERGANI, A. TANKARD, H. BELOTTI, H. WELSINK, 1995.** Tectonic evolution and paleogeography of the Neuquén Basin, Argentina.
- G. VERGANI, 2005.** Control estructural de la sedimentación Jurásica (Grupo Cuyo) en la Dorsal de Huincul, Cuenca Neuquina, Argentina.
- OZ. YILMAZ, 2001.** Seismic Data Analysis Vol I y II, Processing, Inversion and Interpretation.