

CARACTERIZACIÓN DE GEOFORMAS CANALIZADAS A PARTIR DE ESTUDIOS DE CLASIFICACIÓN SÍSMICA SUPERVISADA. YACIMIENTO LAS MESETAS OESTE, CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE, ARGENTINA

Nadia Acevedo¹, M. Lujan Eckerman², Alejo S. Agüero Ferrer³, Gabriela Marinho⁴, Alejandro G. Maidana⁵

1: Gerencia de Desarrollo YPF S.A. nadia.acevedo@ypf.com

2: Gerencia de Desarrollo YPF S.A. maria.l.eckerman@ypf.com

3: Gerencia de Desarrollo YPF S.A. alejo.aguero@ypf.com

4: Gerencia de Desarrollo YPF S.A. alejandro.g.maidana@ypf.com

5: AspenTech. gabriela.marinho@aspentech.com

Palabras clave: geoformas- atributos post-stack- electrofacies- facies sísmicas supervisadas- redes neuronales

ABSTRACT

Las Mesetas Oeste field is located on the west flank of the Golfo San Jorge basin, 70 km to Las Heras city. The area is operated by YPF S.A. In this field the main productive formation is Bajo Barreal, lower member. It is characterized by stacked fluvial channels which range from 10 to 20 meters in thickness and about 250 meters of lateral extension. The preferential orientation of these channels varies from NNW-SSE to N-S.

The knowledge about the morphology and space distribution of this fluvial system is very important to define development projects. In this paper the main objective is to characterize the main fluvial geobody that occur in Bajo Barreal's base formation, which is called "Sección Tobácea". Currently, these reservoirs are poorly developed.

The study area covers 180 km². The seismic cube is Flanco Oeste 3D, which is reprocessed and regularized with 5D interpolation. By using this amplitude volume, we calculated different types of attributes, such as complex trace and spectral decomposition, to detect the main channel feature. Also, we use the electrofacies of the six wells that intercept such channel.

The proposed workflow combines seismic attributes and wells information by training several neural networks to predict lithofacies within an interval of interest. In this process, a relationship is established between petrophysical facies and seismic signal changes. As a result, we obtained a volume of predicted facies and the volumes of occurrence probabilities for each facies throughout the area. Through this workflow, we could access the most probable facies and their variability along the main channel.

By combining seismic attributes with well information, the interpreter can rely on extra information away from the wells. The predicted volume of facies, combined with geological analysis, provides a valuable tool to define new areas of development. Likewise, it allows optimizing the design and spacing of wells to improve the volumetric calculation and associated reserves. As result of this study, two workovers were initially proposed in areas with good prognosis according to seismic facies, plug-core and petrophysical interpretation.

INTRODUCCIÓN

El área de estudio, Las Mesetas Oeste Bloque II (LMOBII), se encuentra ubicada en el flanco oeste de la cuenca del Golfo San Jorge (CGSJ) en el yacimiento Los Perales-Las Mesetas (LP-LM) (Fig. 1).

La adquisición de sísmica 3D, los procesamientos de esta y datos disponibles de formación permiten obtener mejores herramientas para el entendimiento y comprensión de los modelos de subsuelo en la zona de trabajo que responden a sistemas estructurales y sedimentarios complejos.

El objetivo de este trabajo es presentar una metodología que integre la clasificación de facies sísmicas con las electro-facies descritas en los pozos, con el propósito de caracterizar geoformas de interés en la sección basal de la formación Bajo Barreal, denominada informalmente como Sección Tobácea (ST), donde la información de pozo es escasa.

Los principales reservorios de la Cuenca del Golfo San Jorge responden a un ambiente fluvio-continental de estilo multicanalizado. La principal formación de interés petrolero y objetivo de este trabajo es la Formación Bajo Barreal, perteneciente a sedimentitas del grupo Chubut de origen fluvial (Bridge *et al.* 2000).

La complejidad sedimentaria y estructural de la zona de estudio aumenta la necesidad de buscar reservorios de trampas mixtas estructural y/o estratigráficas a través de herramientas y procesos para detectar y caracterizar tales reservorios.

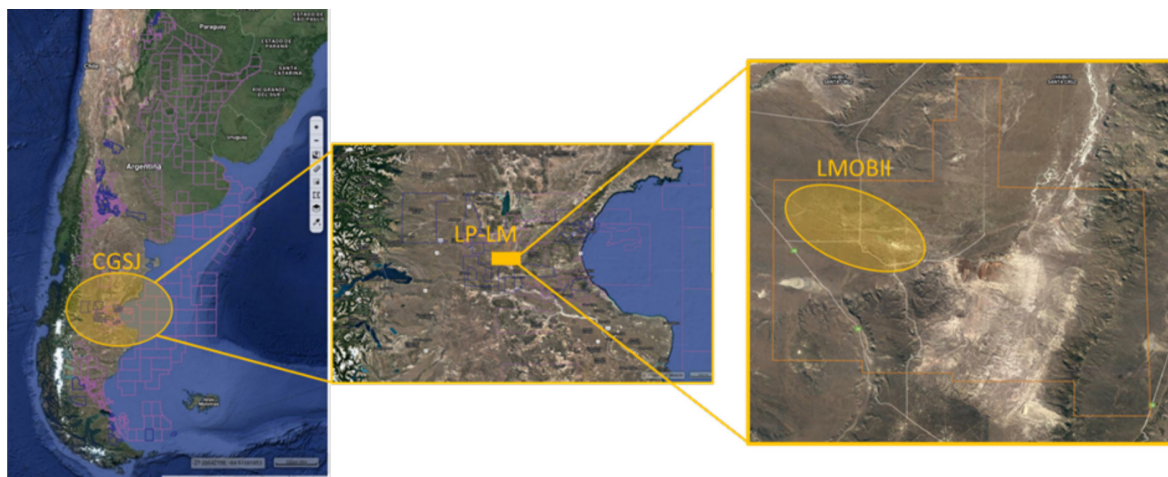


Figura 1. Mapa de ubicación del área de estudio.

Marco Geológico Regional

La Cuenca del Golfo San Jorge es una cuenca intracratónica de características y origen extensional, cuyo eje posee sentido oeste-este, limitada por el macizo Norpatagónico al norte y la región del deseado, al sur.

El relleno sedimentario de mayor espesor de la cuenca está constituido por el Grupo Chubut, depositado en discordancia angular al Grupo Las Heras. La base del Grupo Chubut son sedimentitas bituminosas de origen lacustre que conforman la Formación Pozo D129 (Lesta 1968). Esta unidad es la principal roca madre (Fig. 2a). Suprayace en concordancia la Formación Castillo, edad Albiana, de origen fluvio-lacustre, conformada por areniscas, conglomerados, tobas y tufitas, con dominante aporte volcánico tanto en canales arenosos como en planicies de inundación. El grupo Chubut se completa con las sedimentitas de Formación Bajo Barreal de origen fluvio-continental, con predominancia de areniscas medias a gruesas que constituyen los principales reservorios productivos de la cuenca. En discordancia angular se depositan la Formación Salamanca (Lesta y Ferello 1972), de origen marino, la cual corresponde a la primera ingresión marina del Atlántico a inicio del Terciario. Completan la columna estratigráfica los grupos Río Chico (Simpson 1933) y Sarmiento (Lesta y Ferello 1972), las formaciones Chenque (Zambrano y Urien 1970), Santa Cruz (Zambrano y Urien 1970) y los niveles glaci-fluviales de los Rodados Patagónicos, de edad Pliocena a Pleistocena (Fig. 2a).

Dentro de la cuenca coexisten estructuras compresivas y extensivas. Siendo más dominantes los esfuerzos compresivos en el sector oeste de la misma, lo que se conoce como flanco oeste. Durante el pulso extensivo se desarrollaron diferentes sistemas sintéticos y antitéticos de rumbo principal oeste-este. Las vías de migración son verticales a través de principales fallas extensivas (Figari *et al.* 1999). El entrapamiento es combinado estructural-estratigráfico (Fitzgerald *et al.* 1990).

Marco geológico Local

El bloque Las Mesetas Oeste se encuentra en una estructura monoclinal con pendiente al sureste, limitado entre fallas de rumbo noroeste-sudeste, sub-verticales de origen extensional. La falla principal norte buza hacia el sur mientras que su correspondiente antitética buza hacia el norte conformando una estructura positiva. Existen fallas extensionales menores que segmentan el bloque y afectan principalmente niveles de la Formación Bajo Barreal (Fig. 3, a y b).

Los reservorios productivos de interés corresponden al Miembro Inferior de la Formación Bajo Barreal, por debajo del tope BBI (Fig. 2b). En este estudio se pretende hacer énfasis en la sección basal de dicho miembro, denominada informalmente “sección tobácea”. Se tratan de reservorios de areniscas tobáceas o tobas arenosas interdigitados en planicies de inundación con abundante participación de material volcanoclástico. En los registros eléctricos de subsuelo se describen sucesiones amalgamadas de espesores variables cuyo promedio es 15 m y anchos promedios de 600 m.

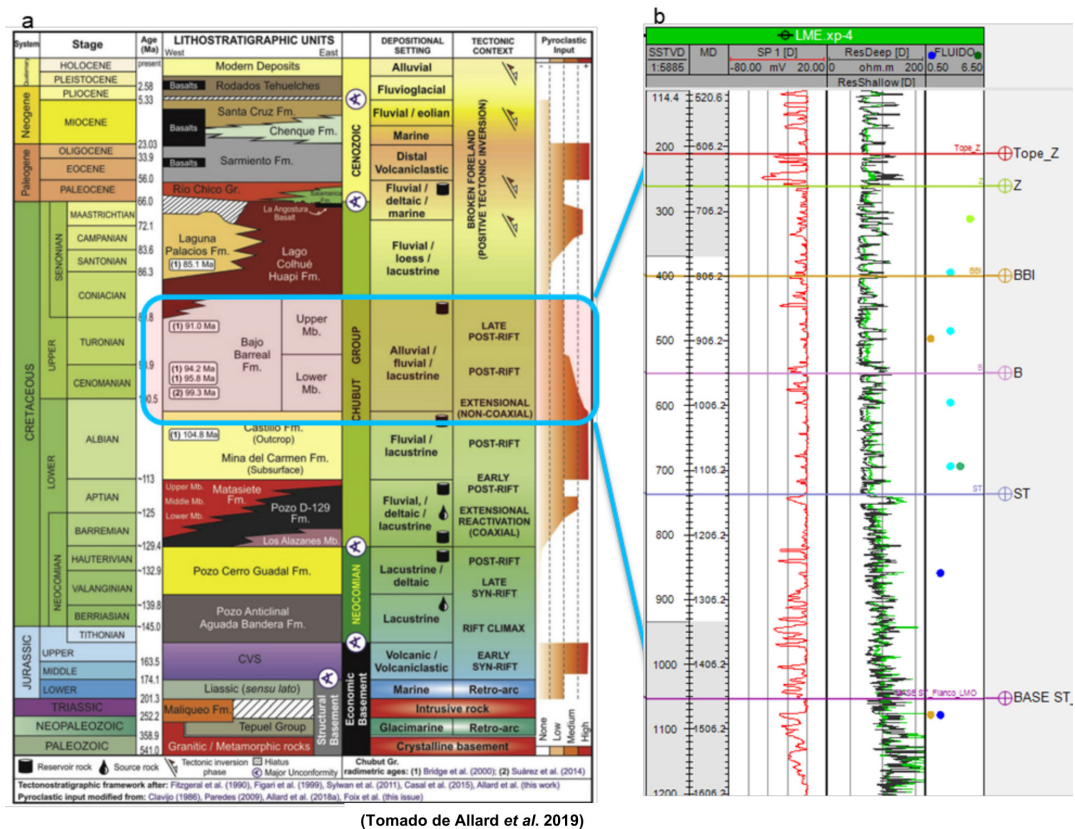


Figura 2. a) Cuadro estratigráfico, de eventos y elementos del sistema petrolero de la Cuenca del Golfo San Jorge (Allard et al. 2019). b) Perfil de pozo tipo de la zona de estudio: niveles guías locales que subdividen la Formación Bajo Barreal. Zona de estudio por debajo de nivel ST.

Antecedentes

El bloque Las Mesetas Oeste fue descubierto en el año 1985 con el primer pozo exploratorio que alcanzó objetivos productivos para la formación Bajo Barreal.

En la historia de producción primaria, las presiones de los reservorios muestran que el mecanismo de drenaje dominante es por gas disuelto.

Este campo fue parcialmente desarrollado entre 1984 y 2005, intensificándose el desarrollo a partir de 1995. En el año 1999 se comenzó a desarrollar el primer proyecto de recuperación secundaria y posteriores ampliaciones en los años 2003 y 2005.

Los pozos de desarrollo producen de niveles medio y superior del Miembro inferior de Fm. Bajo Barreal. Muy pocos de ellos alcanzan Sección Tobácea.

Productividad

La Sección Tobácea representa el 36% del OOIP total y se encuentra concentrado en el sector Este de la zona de estudio debido en parte a que los pozos son más profundos en este sector, por

lo cual es importante tener en cuenta que se conoce un volumen mínimo de petróleo in situ, pudiendo el mismo extenderse hacia el Oeste.

La explotación de estos niveles comienza junto con el resto del bloque en el año 1985 y en el año 1999 inicia la inyección de agua. El factor de recobro estimado actual es del 3.9% por primaria y de 1.9% por inyección de agua.

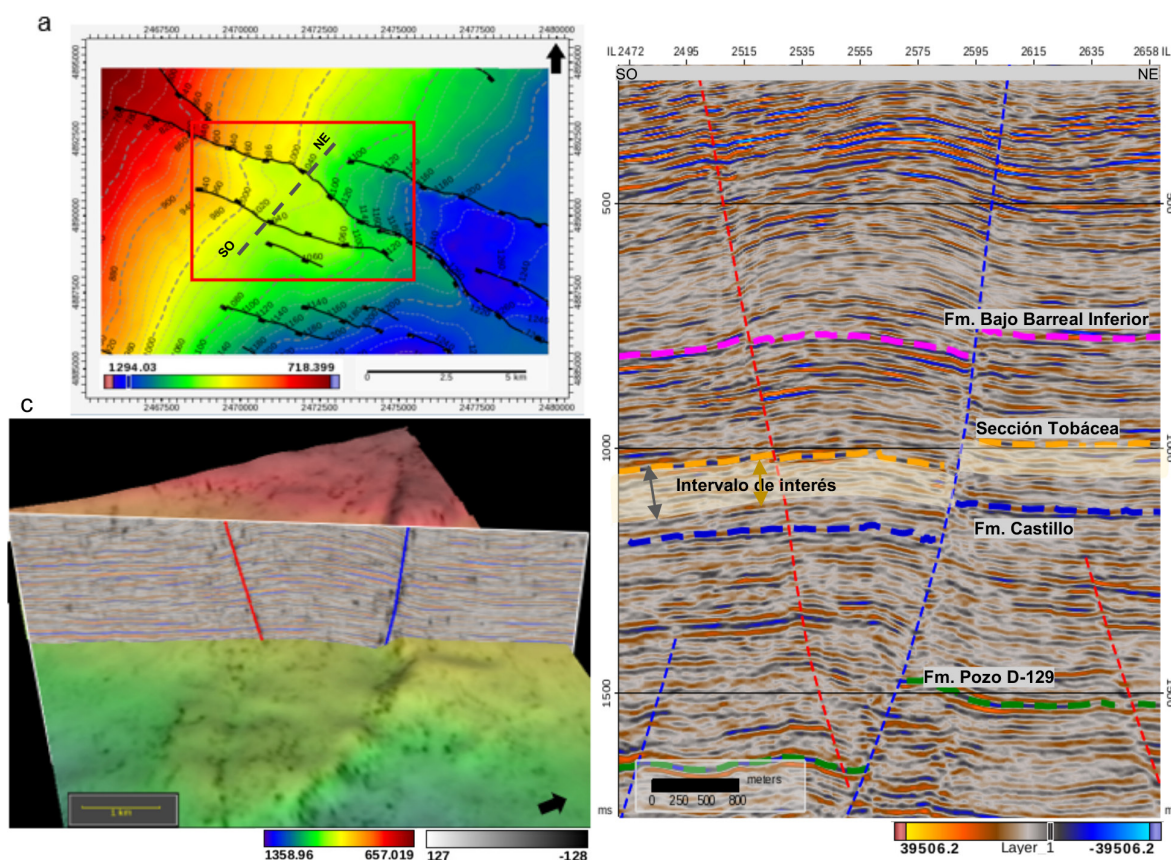


Figura 3. a) Mapa isócrono estructural al tope de Sección Tobácea (línea punteada naranja en la Figura 3c), el recuadro rojo indica el área de estudio y la línea punteada negra el corte sísmico de la Figura 3b. b) Sección sísmica en tiempo SO-NE que muestra la estructura del área de estudio. c) Vista en planta del isócrono sísmico ST más atributo de coherencia para realizar la estructura con la intersección de la línea sísmica presentada en Figura 3b.

En general los reservorios ensayan bajos caudales o no aportan fluido. Sólo el 26% de los niveles abiertos han sido fracturados con respuesta altamente positiva, por lo cual en parte explica el bajo factor de recobro observado. Se observa agua libre, resultando para ensayos primarios mayores a 500 l/h un promedio de 62% respecto al total del caudal.

Las inyectividades promedian el 60% de las observadas para otras zonas, a la misma presión de boca de pozo. Por lo cual es importante definir si la calidad de agua es la adecuada para estos reservorios, y el requerimiento de presión necesario para lograr los caudales deseados. Se

ha realizado una prueba de fracturar hidráulicamente un pozo inyector, con 280 bolsas de arena resinada, verificando un incremento de inyectividad del 22%.

No se disponen de estudios PVT para el análisis del fluido, pero según datos obtenidos de muestras de petróleo muerto, la gravedad API es de 28. Se supone un petróleo saturado en base a algunos ensayos de gas observados.

Información disponible

El área de estudio cuenta con cobertura sísmica 3D. Todos los pozos poseen perfiles eléctricos básicos (arreglo inductivo, densidad). Solo cinco pozos cuentan con control geológico y solo uno posee resonancia magnética. Para la unidad estudiada (ST) no se cuenta con testigos rotados ni muestra directa de formación. La profundidad promedio de los pozos que alcanzan la base de la ST es de 1600 mbbp.

METODOLOGÍA

Identificar y caracterizar geoformas fluviales utilizando el dato sísmico ha sido caso de diferentes estudios para la cuenca (Foster y Iovine 2008; Alvarez 2015). En este trabajo partimos de geoformas ya identificadas mediante la técnica de detección y merge de atributos a lo largo de diferentes horizon slices del cubo sísmico.

Se utilizó el nivel guía “ST” picado y ajustado en profundidad con datos de pozos y una ventana de tiempo de 30 msec por debajo de la misma. Debido al notorio contraste de impedancia existente, es posible distinguir geoformas fluviales cuyo límite de detección es de 15 m como mínimo, es decir, podemos identificar rasgos existentes a partir de ese límite, pero no podemos identificar su tope y base o distinguirlo de otros rasgos, ya que el límite de resolución está por encima de ese valor.

Con el objetivo de individualizar la geoforma canalizada y correlacionar su respuesta sísmica con las electrofacies de pozos, se propuso el flujo de trabajo de clasificación supervisada de sismofacies, llamado *Rock Type Classification*. Este flujo se basa en un algoritmo de aprendizaje automático de Machine Learning, en el cual se busca la relación entre la información de facies oriunda de los atributos sísmicos y la proveniente de los pozos para predecir volúmenes de facies.

Se trabajó en la correlación estratigráfica pozo a pozo, tanto del nivel guía ST como de los niveles asociados a las geoformas identificadas. Se seleccionó la geoforma de mayor extensión y con antecedentes productivos (Fig. 4a). Los pozos que contactan dicha geoforma son siete, distribuidos: dos en el sector sur, tres en el sector centro y dos en el sector norte (Fig. 5b), cuya orientación preferencial es norte-sur. El máximo espesor de la geoforma, según perfiles de pozo,

se observa en el sector sur con 22 m de espesor. Hacia el sub-bloque norte el espesor constatado no supera los 11 m (Fig. 4b). La longitud del canal es superior a 3000 m, según interpretación sísmica.

A partir de los perfiles de inducción y densidad, se ajustó el modelo petrofísico para discretizar facies según criterios de *cut-off* de reservorios de interés. Se pudo generar un modelo de facies con tres calidades de roca: dos facies reservorio: facies 3 (*cut off* de arcillosidad >35%, porosidad efectiva > 10%), facies 2 (*cut off* de arcillosidad >35% y <60% y porosidad efectiva >10%) y una no reservorio: facies 1 (*cut off* de arcillosidad >60% y porosidad efectiva <10%) (Fig.4 a y b). Teniendo en cuenta la diferencia de resolución entre perfiles y sísmica, elegimos trabajar con un modelo binario de facies: facies no reservorio y facies reservorio (suma de facies 2 y 3). Se utilizó, además de los parámetros petrofísicos, los antecedentes productivos de los pozos que contactaron parte de la geoforma identificada.

Se decidió trabajar en el dominio del tiempo, por lo que es indispensable contar con un buen calibrado de pozo, siendo este uno de los principales desafíos encontrados, debido a que no contamos con *checkshot* en el área y solo en un pozo fue tomado el perfil sónico (DT), el cual fue calibrado, obteniéndose un buen ajuste. Para los pozos restantes, se utilizó la ecuación empírica de Faust (1951) para determinar el registro DT en función de la profundidad y la resistividad de la formación y realizar la calibración a partir de él.

La técnica de clasificación requiere de múltiples volúmenes de atributos sísmicos 3D como dato de entrada. Estos atributos revelan patrones significativos de los datos sísmicos, ayudando a mejorar o cuantificar visualmente las características de interés en la interpretación (Chopra y Marfurt 2007). A partir del volumen de amplitud, se computaron atributos de traza compleja (semblanza, transformada de Hilbert, sweetness, impedancia acústica relativa y amplitud RMS) y de descomposición espectral de la envolvente, utilizando las bandas de isofrecuencia de 15, 25 y 35 Hz (Fig. 6).

La primera etapa del flujo se trata de la creación del *set* de entrenamiento. Para ello, definimos el intervalo de interés de 15 msec por encima y por debajo del nivel del canal (utilizando el horizonte ST llevado al nivel del canal). De los pozos que contactan la geoforma se utilizaron solo los que tuviesen un espesor por encima del límite de detección. Para el caso de estudio son seis. Se realiza un upscaling de las curvas de pozos a cada 10 m para remover las capas finas que están debajo de la resolución sísmica. Luego, se extraen cada 2 msec (muestreo de la sísmica) valores de los pozos y de los atributos en la ubicación de los pozos, es decir, este proceso inicial de aprendizaje y clasificación tiene lugar en las inmediaciones de los pozos. El objetivo de esta etapa es asegurar que los valores adentro de las geoformas sean capturados (Fig. 7).

La segunda etapa consiste en la utilización del *set* de datos muestreados (electrofacies y dato sísmico en la ubicación de los pozos) para el entrenamiento de un conjunto de neuronas. En este proceso, varias redes neuronales son usadas para aprender simultáneamente del dato de entrada. El

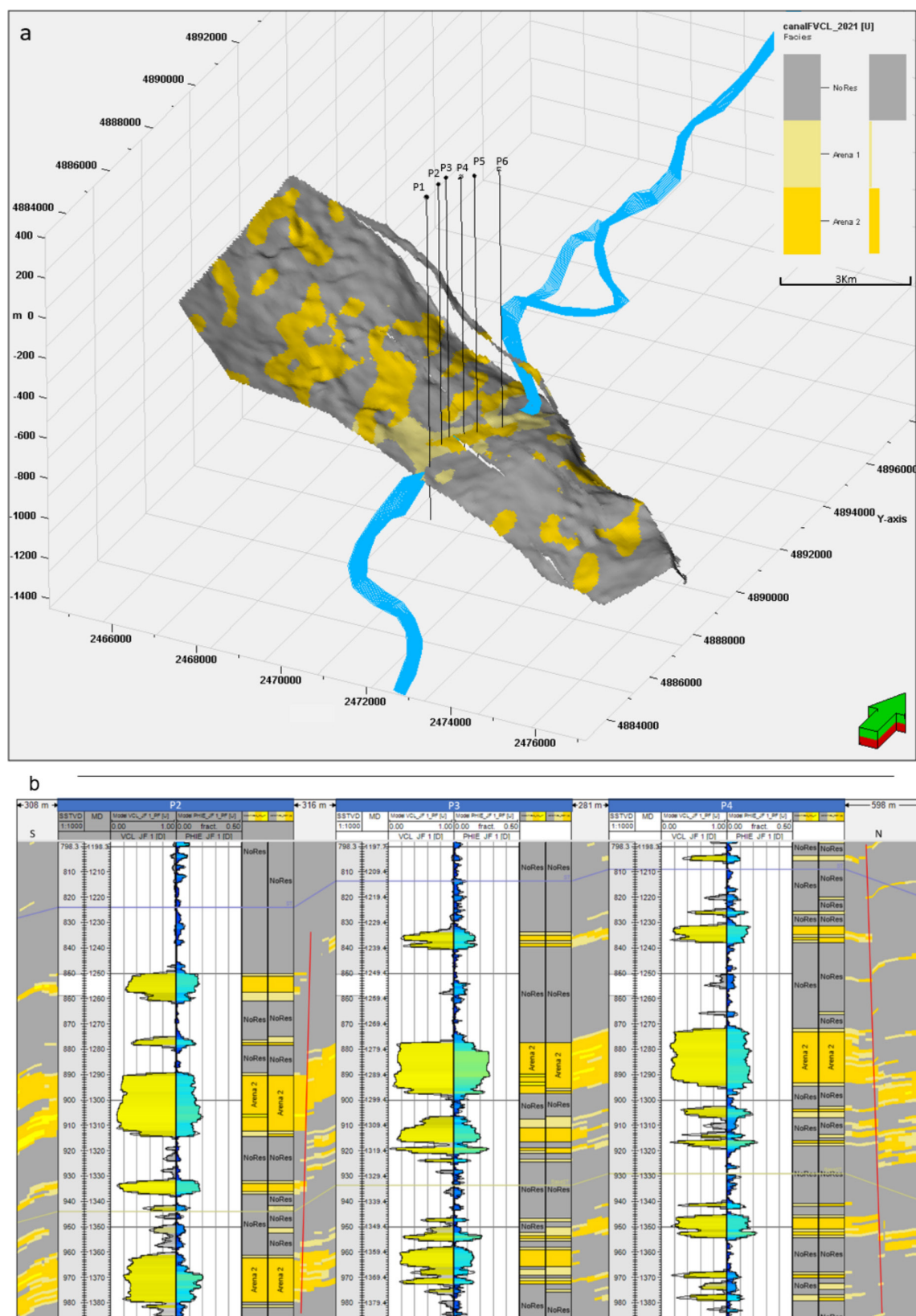


Figura 4. a. vista 3D del modelo de facies petrofísicas con pozos que alcanzan la geoforma interpretada en sísmica (rastra celeste). b. sección S-N: curvas de VCL y PHIE, modelo de facies para la ventana de estudio (entre topes ST y BaseST).

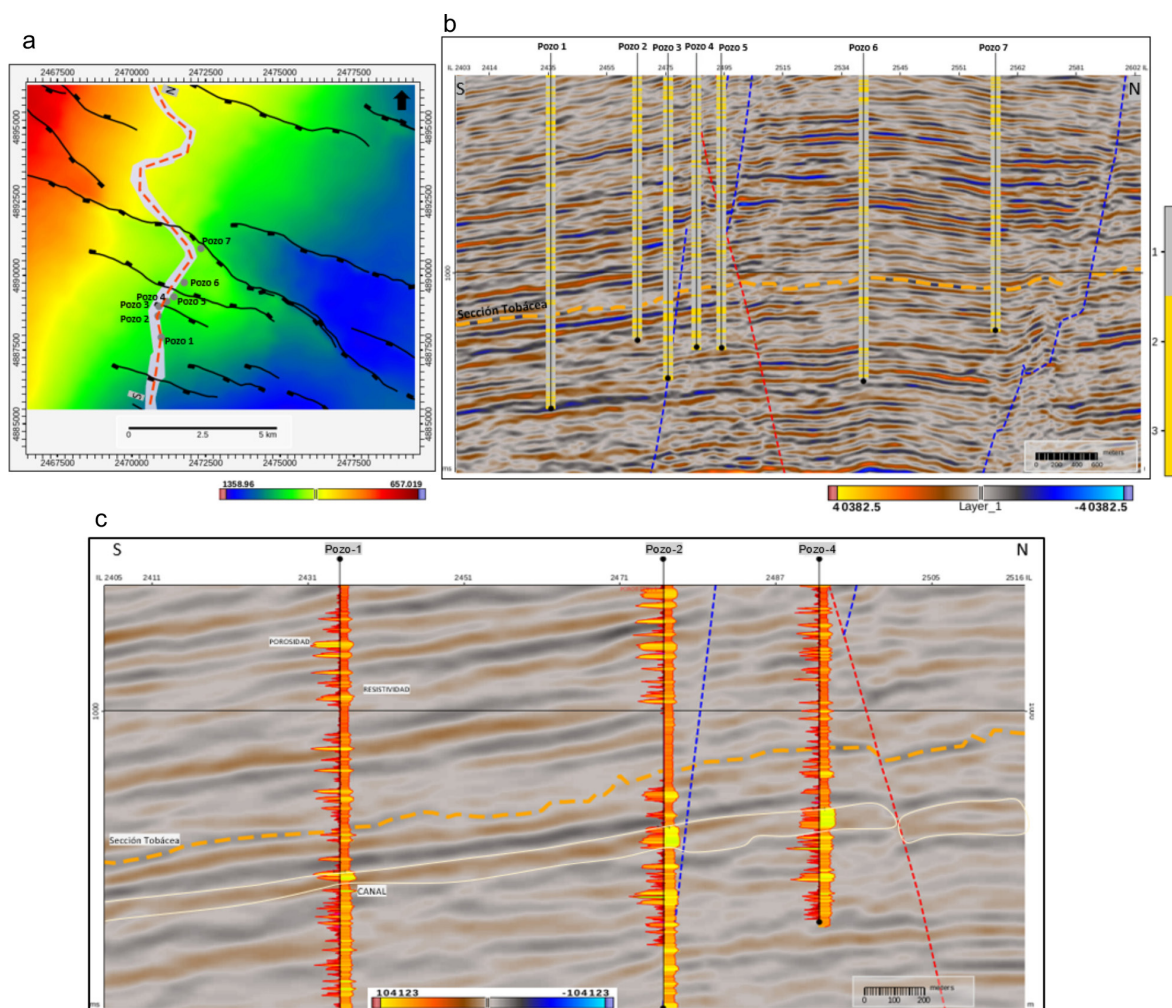


Figura 5. a. Interpretación del reflector ST y traza de sección sísmica. Escalas de colores cálidos indicando menor profundidad. b. Sección sísmica en tiempo, con pozos que alcanzan la geoforma. c. Sección sísmica longitudinal a la zona de estudio, donde se muestra la calibración de los pozos con los perfiles porosidad (izquierda) y resistividad (derecha).

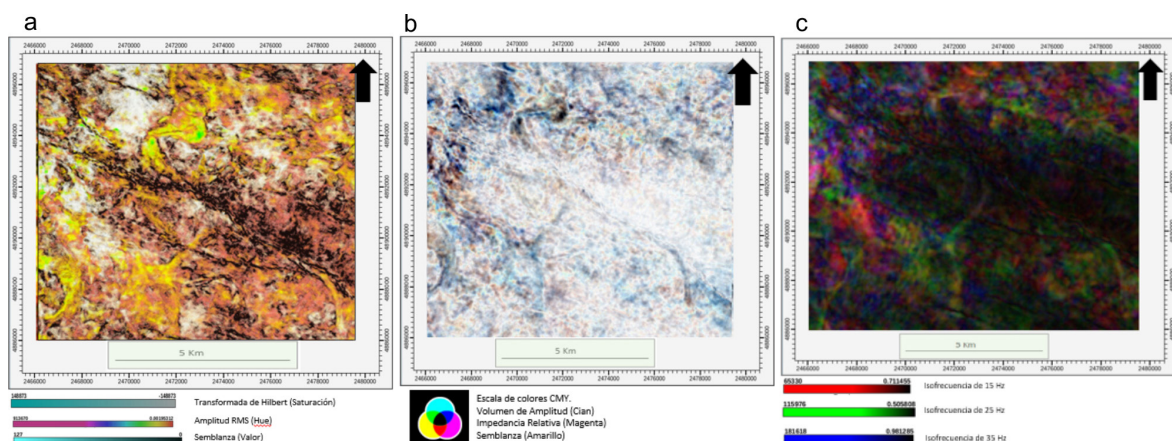


Figura 6. Mezcla de los atributos sísmicos utilizados como dato de entrada para la clasificación. a) Transformada de Hilbert, amplitud RMS y Semblanza en escala HVS. b) Amplitud, impedancia relativa y semblanza en escala CMY. c) Descomposición espectral de frecuencias 15, 25, 35 Hz., en escala RGB.

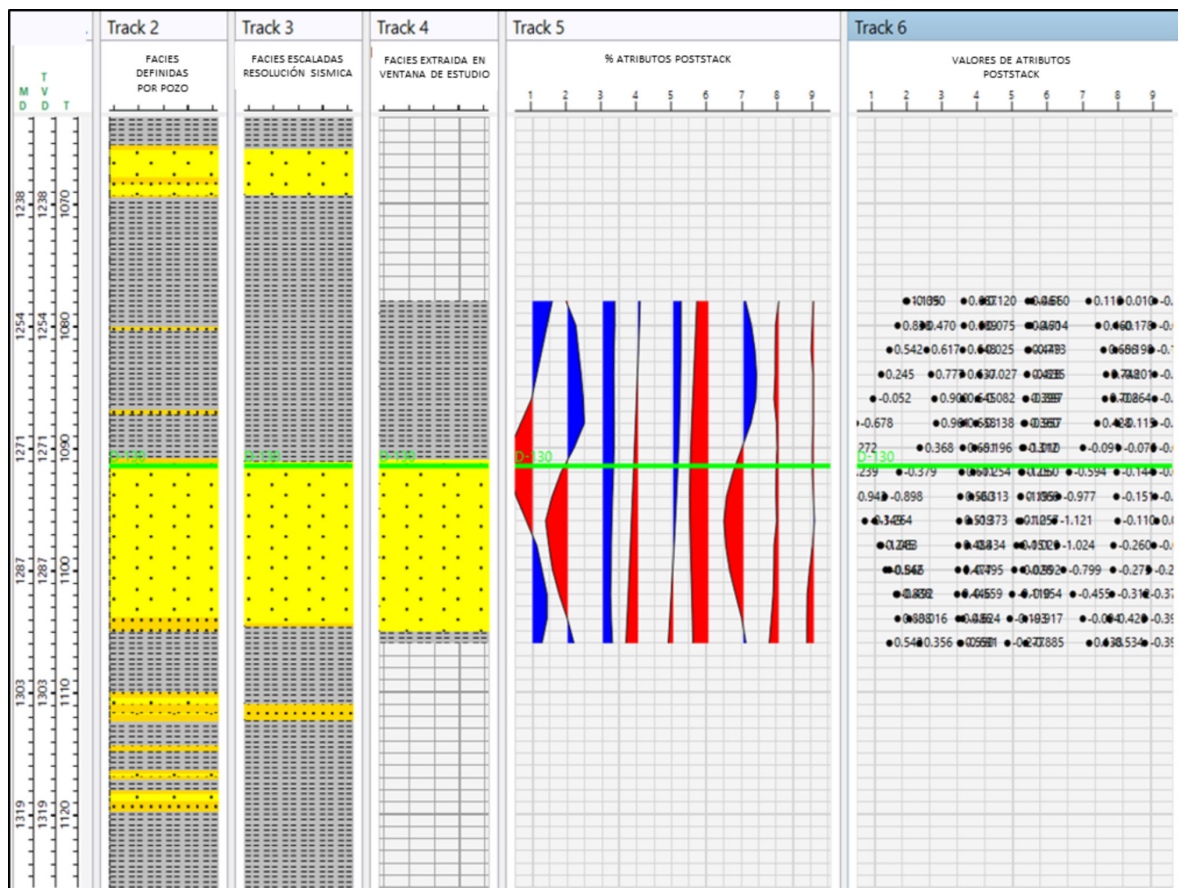


Figura 7. Perfil discreto de facies y atributos sísmico por pozo, muestreados cada 2 mseg. El track 5 muestra la respuesta de los atributos usados para la clasificación (1- Amplitud, 2- Transformada de Hilbert, 3- Semblanza, 4- Isofrecuencia de 25 Hz, 5- Isofrecuencia de 35 Hz, 6- Isofrecuencia de 15 Hz, 7- Impedancia acústica relativa, 8- Sweetness, 9- Amplitud RMS).

algoritmo selecciona de manera aleatoria las muestras, y cada red de neurona las separa en clusters a través de *crossplots* n-dimensionales. Cuando el entrenamiento se completa, las neuronas en cada conjunto son combinadas para la generación de un *set* de neuronas únicas que será usado en la clasificación final (Fig. 8).

El conjunto de neuronas que mejor representa el dato completo queda definido. Las neuronas son agrupadas con base a un método geoestadístico, en este caso se utilizó el inverso de la distancia. Como resultado, cada conjunto de neurona representa una facies sísmica, clasificando todas las muestras del *set* de datos para generar un volumen de facies y volúmenes de probabilidad de ocurrencia de cada una.

En resumen, el algoritmo aprendió los patrones sísmicos que definen cada electrofacies de los pozos, para generar una clasificación de facies y luego extrapolarla a todas las muestras del dato (Fig. 9).

RESULTADOS

De acuerdo con la metodología planteada, se obtuvo como salida, un volumen discreto conteniendo dos facies sísmicas supervisadas por las electrofacies de pozos.

Se entiende que las muestras que tienen la misma facies se caracterizan por respuestas sísmicas similares en los volúmenes usados como dato de entrada al entrenamiento de la red. Por lo tanto, estas muestras probablemente corresponden a un entorno geológico similar (Fig 10 a y b).

El volumen de facies obtenido logra representar la arquitectura del canal principal identificado inicialmente por los atributos y el modelo conceptual geológico. La presencia de facies reservorio es coincidente con las facies de canal definida en el modelo petrofísico.

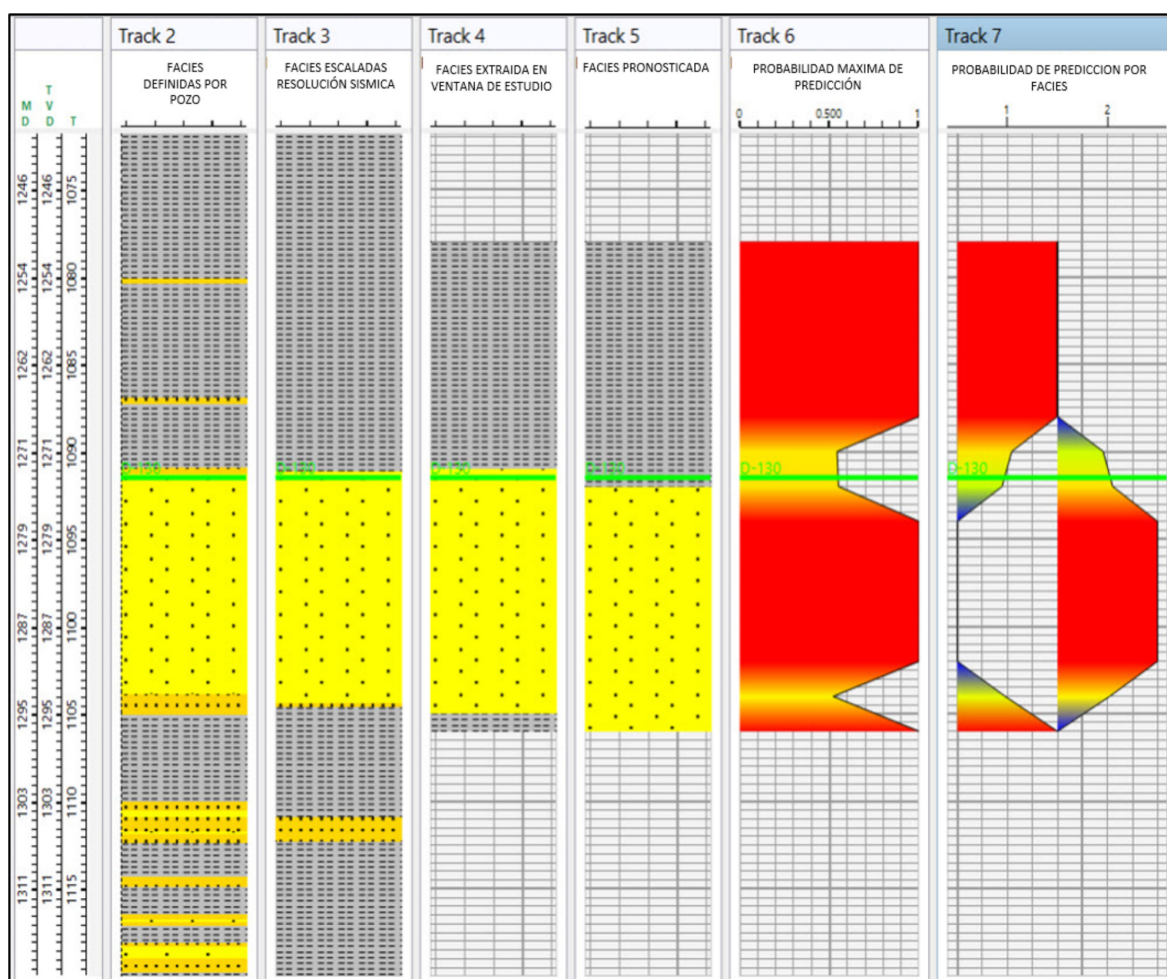


Figura 8. Resultado de la segunda etapa: perfiles de facies pronosticadas, probabilidad máxima pronosticada y probabilidad pronosticada por facies por pozo.

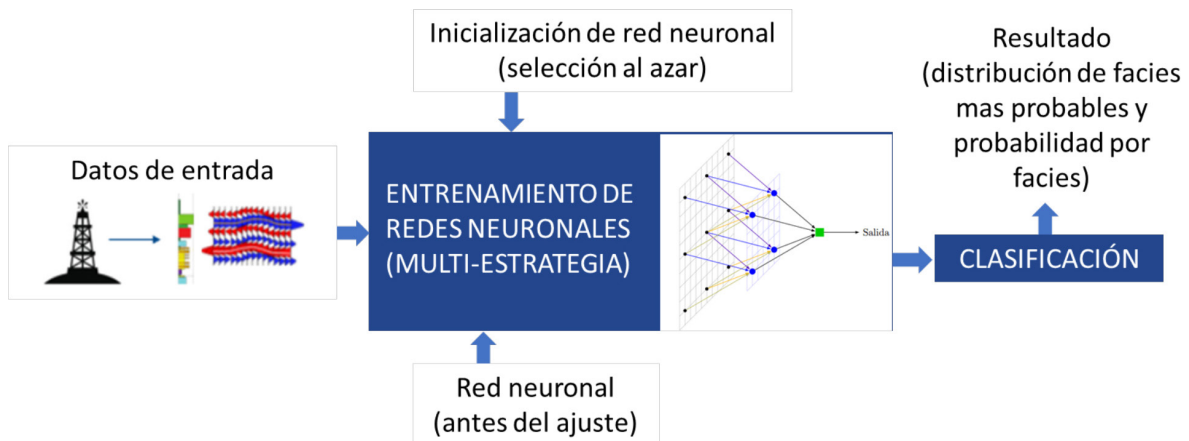


Figura 9. Diagrama del flujo de trabajo presentado.

También se pudo visualizar en el resto del intervalo analizado, en zonas aledañas al canal, facies de interés consideradas potenciales reservorios aún no contactados por pozos.

La determinación de facies sísmicas fue posible mediante el uso de atributos sísmicos e información del modelo de facies petrofísicas de pozos como datos duros.

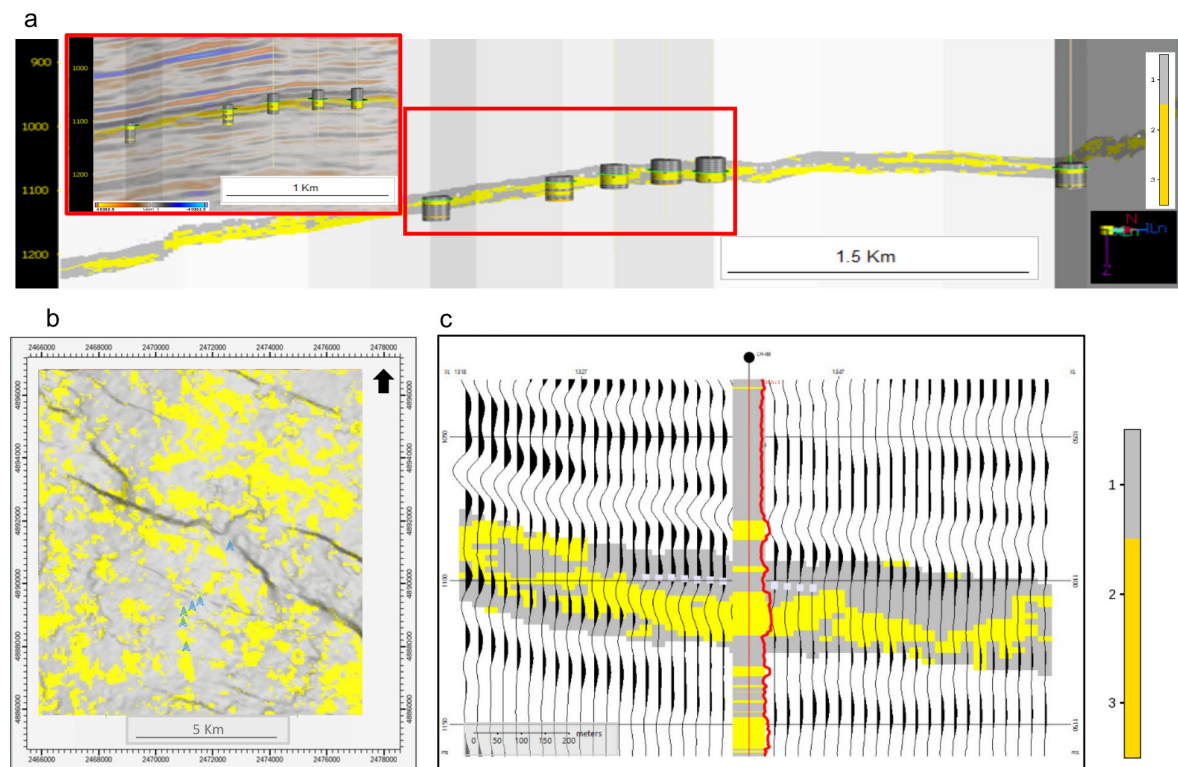


Figura 10. Calibración entre los registros de facies en los pozos y los resultados de la clasificación de facies sísmica 3D. a) Vista en sección longitudinal al canal. b) Vista de la clasificación de facies obtenida en el horizon slice correspondiente al reflector ST. c) Vista en sección transversal a la geoforma, incluye volumen de amplitud en wiggle y volumen de facies sumado al perfil resistivo y escalado de facies petrofísicas.

Adicionalmente, se obtuvo un volumen de probabilidad de ocurrencia para cada facies, no reservorio y reservorio. En la Figura 11 se muestra el resultado obtenido indicando la mayor probabilidad de facie reservorio, correspondiente al color frío. Es evidente la correlación de este volumen con el canal analizado. Como así también se observan zonas de probabilidad cercana a cero que indicarían menor potencial reservorio, según criterios utilizados.

Se obtuvieron respuestas muy marcadas de bajo potencial reservorio, que se sugiere ser investigadas a futuro, utilizando un *set* de datos adicional como por ejemplo volúmenes de impedancia.

Basado en el modelo predictivo de facies se visualizaron pozos candidatos a reparar, tanto en la geoforma de entrenamiento como en otras geoformas pronosticadas. Se seleccionaron dos pozos a intervenir (Fig. 12). El primer pozo elegido, WO1, está en el margen oeste de la geoforma, en el sector norte. Según antecedentes de terminación, solo se produjeron reservorios por encima de este nivel de estudio. Para dicho pozo la propuesta es punzar, estimular hidráulicamente y ensayar individualmente para evaluar su productividad. El segundo pozo propuesto, WO2, fue seleccionado también en el sector norte, en otra geoforma pronosticada, con el fin de entender y evaluar la predictibilidad del modelo presentado. En este caso se correlacionó la secuencia y se encontró el nivel sedimentario correspondiente. Según antecedentes de la terminación se punzó el nivel de interés y no se observó aporte de fluido, por lo cual la propuesta es estimular hidráulicamente y ensayar individualmente para evaluar su productividad.

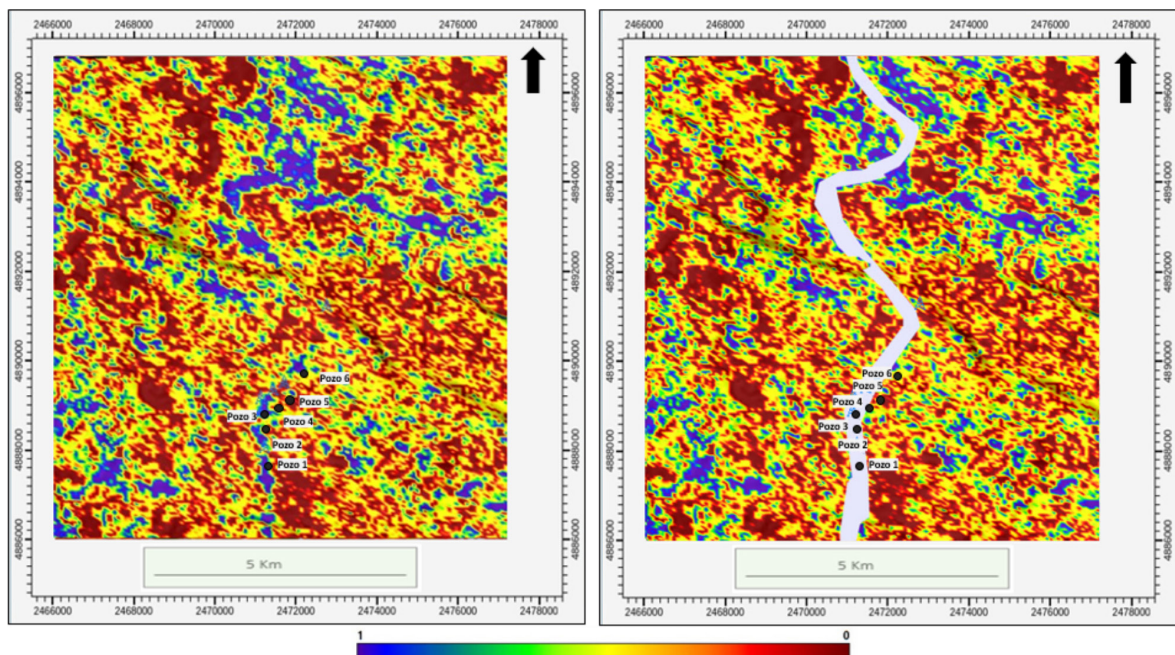


Figura 11. Volumen de probabilidad de facies. Los colores cálidos indican baja probabilidad, mientras que los fríos, mayor probabilidad de ocurrencia. a) Sin la interpretación de la geoforma. b) Con la interpretación del canal de referencia más pozos de entrenamiento.

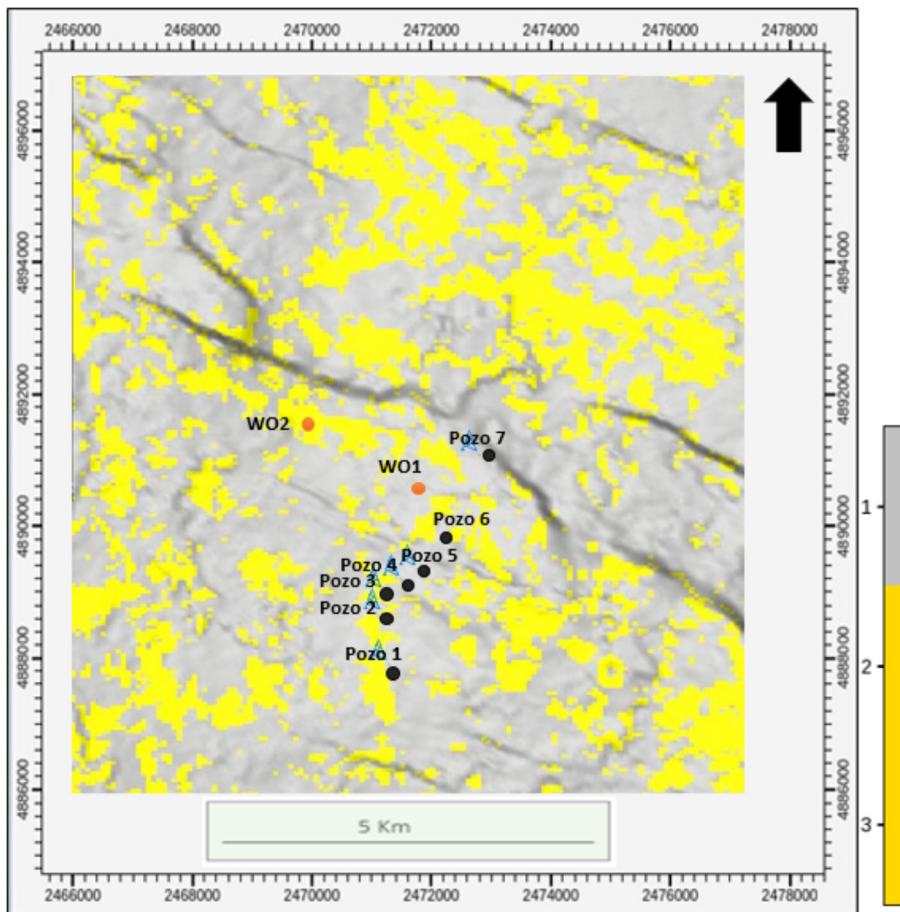


Figura 12. Mapa de ubicación de reparaciones propuestas.

CONCLUSIONES

A partir de interpretación geológica y sísmica de detalle para una sección dentro de la columna estratigráfica se puede, mediante la combinación de atributos sísmicos y aplicación de flujos de trabajo de estudios de facies sísmicas, definir y caracterizar geoformas fluviales de interés productivo.

La clasificación supervisada de facies sísmicas basada en el método de entrenamiento de redes neuronales contribuye a una clasificación mucho más certera desde la perspectiva geológica, obteniéndose geometrías deposicionales y rasgos geológicamente significativos, calibrados por las electrofacies de los pozos.

La capacidad para predecir y modelar con precisión la distribución de las facies sísmicas supervisadas en un área de interés, donde el dato de pozo es escaso o la densidad de pozos es baja, permitió una mejor comprensión del subsuelo.

A fin de corroborar la predictibilidad de este modelo de facies, se propuso la intervención de dos pozos productores, ubicados en el sector norte del bloque.

A partir de la información aportada por este flujo de trabajo, se visualizaron en zonas aledañas, en las mejores facies sísmicas, posibles reservorios de interés que, dependiendo del éxito de las reparaciones, serán contactados con futuras perforaciones, cuya finalidad además es diseñar un plan de adquisición de datos que permita obtener, entre otras cosas, muestras de roca de esta sección de interés para poder caracterizar con mayor detalle las heterogeneidades del reservorio y el comportamiento dinámico del mismo.

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a YPF S.A. por permitir la publicación del trabajo; a Gabriela Marinho (Aspen-Tech) por la transmisión de conocimientos y dedicación y a los revisores técnicos del mismo por el aporte.

REFERENCIAS CITADAS

- Allard, J.O., Foix, N., Buetti, S.A., Sánchez, F.M., Ferreira Pittau, M.L. y Atencio M., 2019. Comparative structural analysis of inverted structures in the San Bernardo fold belt (Golfo San Jorge basin, Argentina): Inversion controls and tectono-sedimentary context of the Chubut Group, Pergamon-Elsevier Science Ltd, Journal of South American Earth Sciences; 97; 102405; 1-2020; 1-26
- Alvarez, P.F., 2015. Geoformas fluviales en Santa Cruz; su vínculo con el desarrollo y el potencial remanente de los Activos de la Regional, Jornadas de Geociencias YPF, Buenos Aires.
- Bridge, J.S., Jalfin, G.A. y Georgieff, S.M., 2000. Geometry, lithofacies, and spatial distribution of Cretaceous fluvial sandstone bodies, San Jorge Basin, Argentina: outcrops analog for the hydrocarbonbearing Chubut Group, Journal of Sedimentary Research, 70: 319-337.
- Chopra, S. y Marfurt, K.J., 2007. Seismic Attributes for Prospect Identification and Reservoir Characterization. Society of Exploration Geophysicists, pp 481.
- Faust, L.Y., 1951. Seismic velocity as a function of depth and geologic time. Geophysics, vol. 16 (2), 192-206. DOI:10.1190/1.1437658.
- Fígari, E., Strelkov, E., Laffitte, G., Cid de la Paz, M., Courtade, S., Celaya, J., Vottero, A., Lafourcade, P., Martínez, R. y Villar, H., 1999. Los sistemas petroleros de la cuenca del Golfo San Jorge. Síntesis estructural, estratigráfica y geoquímica, Boletín de Informaciones Petroleras, N°60: 54-90.
- Fitzgerald, M.G., Mitchum, R.M.Jr., Uliana, M.A. y Biddle, K.T., 1990. Evolution of the San Jorge Basin, Argentina, AAPG Bulletin, v.74 (6):879-920.
- Foster, M. y Iovine, G., 2008. Geometría y Paleodrenaje regional de los sistemas fluviales de la Formación Castillo y Sección Tobácea, cuenca del Golfo San Jorge, VII Congreso de Exploración de Hidrocarburos, Mar del Plata.
- Lesta, P.J., 1968. Estratigrafía de la Cuenca del Golfo San Jorge, Actas III Jornadas Geológicas Argentinas, Buenos Aires, v.I: 171-182.

- Lesta, P. y Ferello, R., 1972. Región Extra-andina del Chubut y norte de Santa Cruz, en: Leanza A. (Ed.) Geología Regional Argentina, Academia Nacional de Ciencias: 601-654, Córdoba.
- Simpson, G.G., 1933. Stratigraphic nomenclature of the early Tertiary of Central Patagonia, American Museum Novitates, 644:1-13.
- Zambrano, J.J. y Urien, C.M., 1970. Geological outline of the basins in southern Argentina and their continuation off the Atlantic shore, Journal of Geophysical Research. V. 75:1363-1369.