

MODELO ESTÁTICO EN EL BORDE ORIENTAL DE LA CUENCA NEUQUINA Y SU IMPACTO EN LA ESTRATEGIA DE DESARROLLO PARA UN PROYECTO DE POLÍMERO

Enrique Matías Mortaloni¹, Georgina Godino¹, María Milagros Thomann¹, Ignacio Weisman¹, Silvana Gandi¹

1: YPF S.A. enrique.m.mortaloni@ypf.com, georgina.godino@ypf.com, maria.thomann@ypf.com, ignacio.weisman@ypf.com, silvana.gandi@ypf.com

Palabras clave: Formación Centenario, interpretación sísmica, modelado geológico, polímero

ABSTRACT

The area of interest on which this paper is centered is located on the northeastern edge of the Neuquén basin. The main reservoir is made up of the sandy facies of Centenario Superior formation, which comprise extensive fluvio-deltaic to shallow marine deposits.

To improve the field's exploitation, it was proposed the implementation of Enhanced Oil Recovery (EOR) technologies. This methodology consists in adding high molecular weight polymers to the injection water, thus improving the oil-water mobility ratio. Focused on this objective, it was decided to carry out the interval characterization through a multiscale study, based on the integration of the data from the core, logs and well tests along with the regional 3D seismic interpretation.

Therefore, a conceptual geological model was built at a semi-regional scale of the deposition system, it allowed to determine the spatial and vertical distribution of the analyzed units considering, the general paleontology and its variations with time. Reservoir heterogeneity was evaluated on smaller scale to define lateral and vertical connectivity to improve predictions and reduce uncertainty about the extent and orientation of accumulations, as well as understand their impact on fluid dynamics.

This 3D model was the basis for analyzing, through dynamic simulation, several response scenarios to find the best *pattern* arrangement of injector-producer, as well as the best location and interchange of the modular polymer plants (PIU's) for the implementation of an adequate development plan. Different areas were evaluated and ranked in order to select, initially, those that increase oil recovery with low uncertainties, as well as maximizing oil production while minimizing the risks of the project..

INTRODUCCIÓN

La zona de estudio emplazada en la plataforma nororiental de la cuenca Neuquina, ubicada en el sector SE de la provincia de Mendoza, cubre una superficie aproximada de 200 km² de extensión.

El principal reservorio del área lo constituyen las facies arenosas de la formación Centenario Superior, las cuales comprenden extensos depósitos fluvio-deltaicos hasta marino someros. En líneas generales, sus facies sedimentarias presentan una evolución proximal-distal en sentido NE-SO, con el área de aporte ubicada en el sector este.

Estos depósitos, emplazados sobre el borde oriental de la cuenca, están caracterizados por un relleno sedimentario de edad Cretácica que buza levemente hacia el SSO conformando una trampa combinada estratigráfica-estructural de petróleo pesado.

Actualmente el yacimiento se encuentra en etapa de delineación con producción por primaria. Dadas las características del petróleo (viscosidad entre 100 y 250 cp y bajo contenido de gas disuelto) se define desarrollar el campo con inyección de polímeros desde el inicio de la explotación.

Este estudio, basado en la integración de datos de perfiles eléctricos y muestras de rocas junto a la interpretación sísmica 3D, ha permitido delinear los rasgos de sedimentación que controlan la distribución de facies, estableciendo así la extensión areal del reservorio y como resultado generar un modelo de deposición que permita caracterizar dichos reservorios.

OBJETIVOS

En función del objetivo planteado se decidió en una primera etapa y a una mayor escala, realizar una caracterización integral del intervalo mediante una interpretación secuencial y una caracterización paleoambiental del mismo. Para ello se construyó un modelo geológico conceptual a escala semi-regional del sistema deposicional basado en la integración de datos de corona, perfiles y ensayos de pozo junto a la interpretación sísmica 3D regional.

En una segunda etapa enfocada en un área más restringida y a una escala de mayor detalle se evaluaron las heterogeneidades de los reservorios con potencial remanente de petróleo, se simulaban diferentes áreas con el fin de seleccionar los sectores que aumenten la recuperación de petróleo y que reduzcan los riesgos del proyecto.

UBICACIÓN Y MARCO GEOLÓGICO

La zona de estudio ubicada en el borde oriental de la Cuenca Neuquina, principalmente al norte del Río Colorado, cercana a los límites interprovinciales entre La Pampa, Mendoza y Neuquén (Fig. 1), comprende una superficie aproximada de 200 km² de extensión, la cual se encuentra

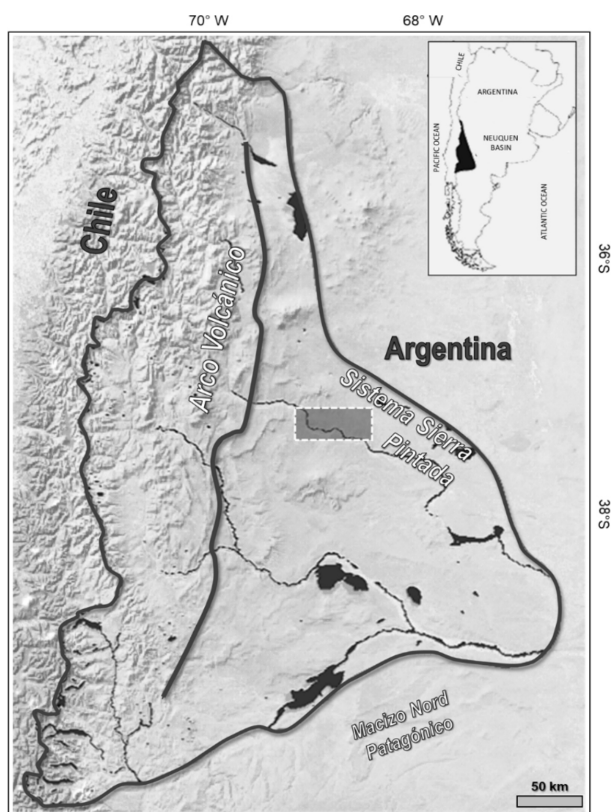


Figura 1. La zona de estudio ubicada al norte del Río Colorado cubre una superficie aproximada de 200 km².

cubierta en su totalidad con sísmica 3D. En algunos sectores el dato sísmico se ve afectado por la presencia de basaltos en superficie. Esta región cuenta con la ventaja de una gran densidad de datos tanto de pozo (perfiles y muestras de rocas) como de producción (ensayos, presiones, PVT.)

El reservorio principal corresponde a la formación Centenario Superior, de edad Cretácica, con una profundidad promedio de 650 m. en el área de estudio. Caracterizado por un relleno sedimentario que buza levemente hacia el SSO, cubre delgados relictos de secuencias jurásicas correspondientes al Grupo Cuyo Superior, a la Fm. Tordillo y complejos de synrift y prerift indiferenciados, por otra parte, es cubierta mediante discordancia erosiva por los depósitos continentales del Gr. Neuquén.

Producto de la erosión asociada a la Discordancia Intrasenoniana (90 Ma), en esta posición de la cuenca, la Fm. Centenario ha sido progresivamente removida hacia el borde norte de la cuenca con una angularidad sostenida de $\sim 0.5^\circ$ (Cevallos 2014) (Fig. 2).

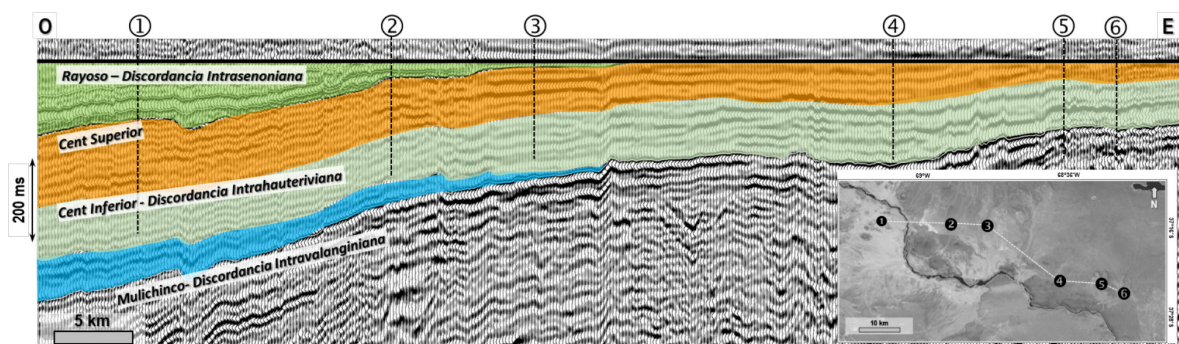


Figura 2. Línea sísmica regional O-E de 75 km de longitud que pasa por los pozos de referencia. En naranja se evidencia el Centenario Superior con un buzamiento leve hacia el SSO y la progresiva remoción del relleno sedimentario asociada a la Discordancia Intrasenoniana.

Columna estratigráfica

La columna estratigráfica en esta parte de la cuenca (Fig. 3) comienza con depósitos continentales heterogéneos que rellenan hemigrábenes con aperturas controladas por fallas extensionales correspondientes al Precuyano. Suprayacen los sedimentos clásticos gruesos depositados en ambiente fluvial correspondientes al Grupo Cuyo y a la Fm. Punta Rosada.

El Grupo Mendoza inicia con un evento continental, Fm. Tordillo, constituido por areniscas finas a medias gris verdosas, de ambiente fluvio-eólico. Continúa con una sucesión sílico-carbonática correspondiente a la mayor inundación que tuvo la cuenca depositada en un ambiente marino somero asignada en este sector de la cuenca a la Fm. Loma Montosa, con unos pocos metros de espesor que van disminuyendo hacia la plataforma nororiental de la cuenca.

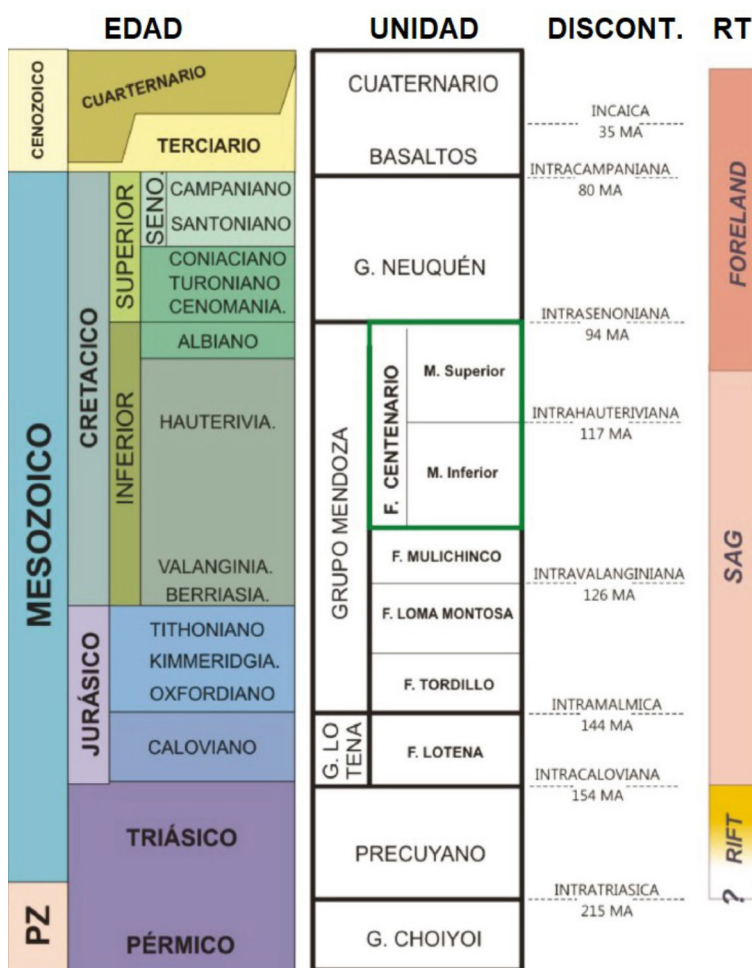


Figura 3. Columna estratigráfica tipo de la zona de Chachahuen (modificado de Armisen 2018).

A esta sección sucede principalmente, un intervalo dominado por sedimentos silicoclásticos con escasas intercalaciones calcáreas asignado a la Fm. Centenario (de acuerdo con Uliana *et al.* (1977) y a Uliana y Legarreta (1993). Dentro de la Fm. Centenario se identificaron dos secuencias somerizantes que presentan arreglos grano y estrato creciente de mayor orden, denominadas informalmente Miembro Inferior y Superior.

El límite entre ellos responde a una discordancia de muy bajo ángulo (discordancia Intrahauterivina 117 Ma). En ambos casos, al tope de la sección, se reconocen cuerpos arenosos correspondientes a canales de planicie costera donde se ubican los principales reservorios.

En este sector de la cuenca, las

facies marinas asociadas a una nueva inundación de la cuenca, representadas por las pelitas oscuras y calizas arcillosas de la Fm Agrio, equivalente lateral de la Fm. Centenario, no se encuentran depositadas.

Sobre esta unidad se encuentran los depósitos continentales del Gr. Neuquén que alcanzan los 600 m de espesor. La base de esta sucesión se compone de un depósito heterolítico de entre 10 y 20 metros de espesor que se mantiene impermeable por grandes extensiones, conformando el sello para las acumulaciones estratigráficas de la Fm. Centenario. Esta unidad está conformada por depósitos arenosos y conglomerádicos correspondientes a ambiente fluvial efímero a lacustre somero (de tipo Playa Lake) con abundante matriz arcillosa y cementación calcárea temprana.

La secuencia culmina con una sucesión de coladas de basaltos cuaternarios.

METODOLOGÍA

El conocimiento geológico del área es limitado debido a la baja densidad de muestras de rocas propios del yacimiento las que a su vez están restringidos tanto lateral como verticalmente. Por lo tanto, la generación de un marco geológico y estratigráfico semi-regional para la zona fue esencial para definir la distribución de facies como la arquitectura del reservorio.

Como se mencionó previamente, se utilizó una aproximación de múltiples escalas de trabajo que permitió caracterizar de manera más detallada el intervalo de interés. Una primera aproximación desde la escala regional estuvo dada por la interpretación de los diferentes cubos sísmicos, lo que permitió definir el marco cronoestratigráfico en el área de estudio.

Para ello se contó con la información obtenida de los yacimientos Puesto Hernández, Desfiladero Bayo y Chachahuén Sur en posiciones más internas de la cuenca.

Para realizar la construcción del armazón estructural se utilizó la interpretación sísmica regional, se calibraron los pozos y se acondicionaron los volúmenes 3D a un único datum de referencia (en este caso 1000 m), permitiendo de esta manera una estimación precisa del significado de los diferentes eventos sísmicos y la correlación de ellos con las diferentes secuencias geológicas (Fig. 4).

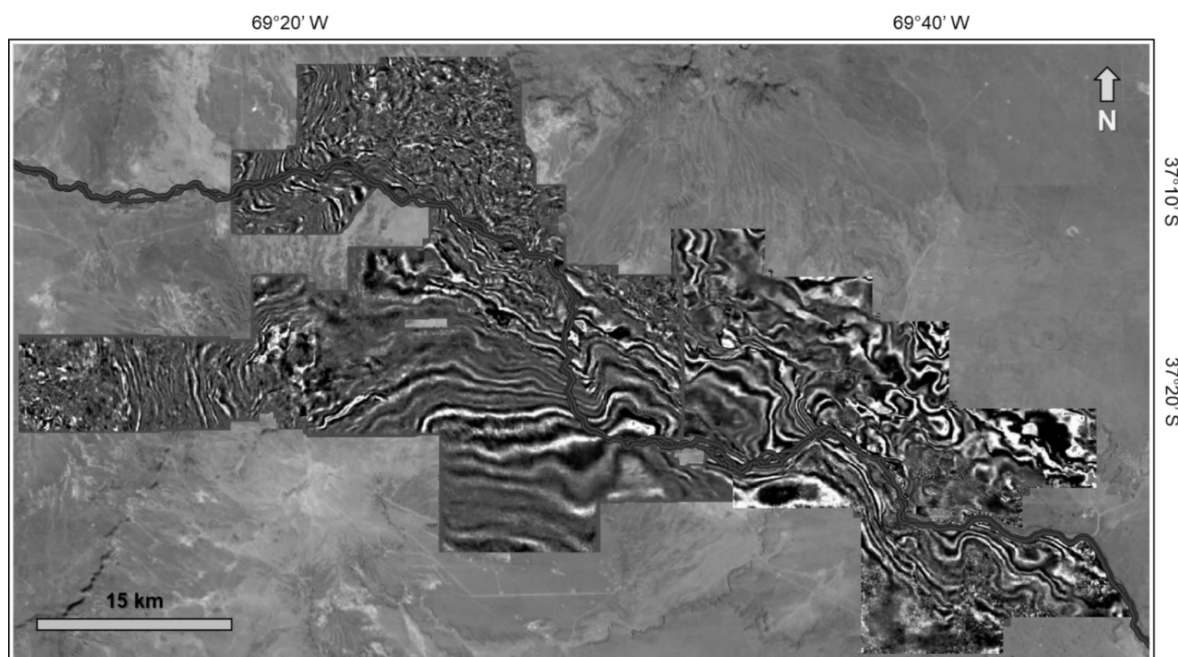


Figura 4. Cobertura sísmica disponible en el área de estudio utilizada para definir el marco cronoestratigráfico.

Mediante la construcción de secciones regionales de referencia que pasan a través de los pozos con coronas se establecieron los criterios regionales de interpretación llevados a cabo para el mapeo de las superficies. (Fig. 5).

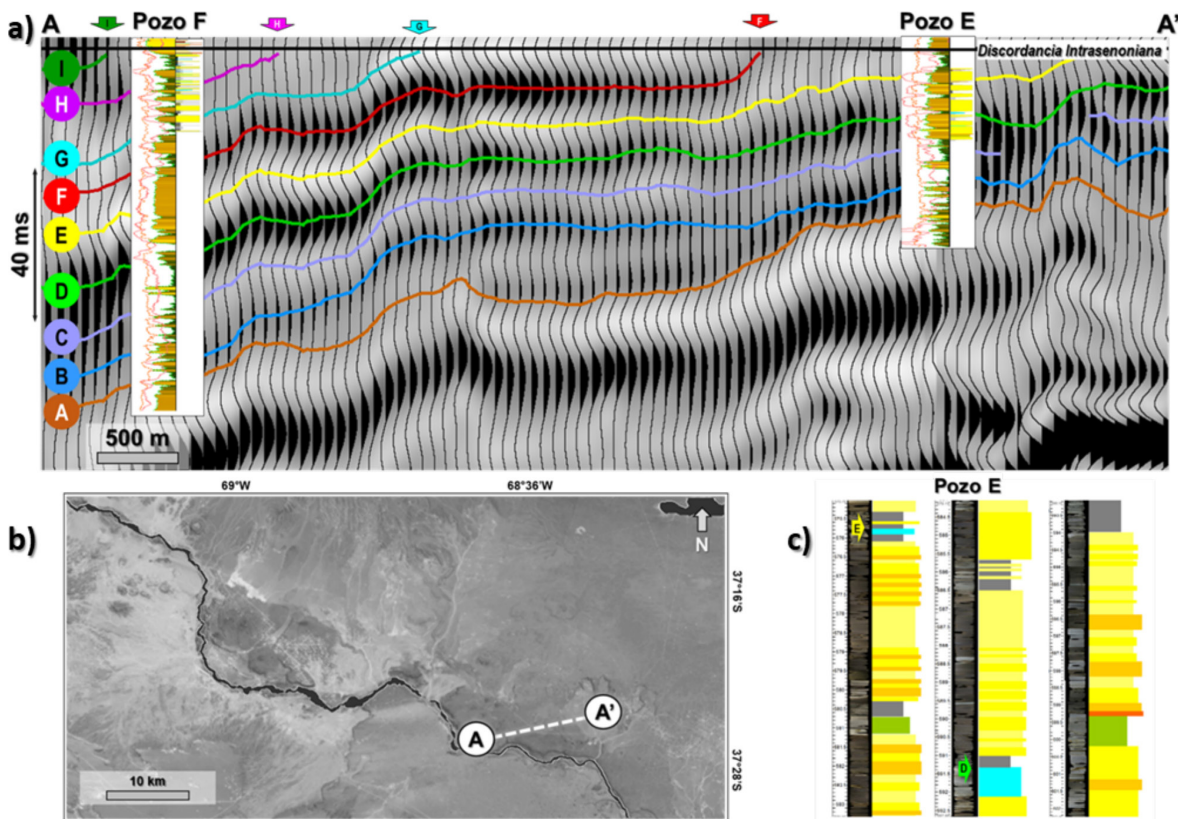


Figura 5. a) Sección sísmica de referencia (A-A'), interpretada en tiempo, de orientación SO-NE, de aproximadamente 15 kilómetros de longitud, horizontalizada a la Discordancia Intrasenoniana, donde se evidencian los 10 horizontes sísmicos interpretados con la posición de las coronas que sirvieron de referencia para su calibración. b) Ubicación de la sección sísmica (A-A') c) Descripción de la corona del Pozo E.

El horizonte de color marrón (A – Fig. 5), corresponde a la base de la sección analizada, asignado a la base de la Fm. Centenario Superior. Es un evento sísmico guía, de gran amplitud y continuidad lateral, producto del contacto concordante de los depósitos asociados a la inundación del Hauteriviana (baja impedancia acústica) sobre los cuerpos arenosos (alta impedancia acústica) del Centenario Inferior.

El horizonte de color negro (Fig. 5), asignado a la Discordancia Intrasenoniana corresponde al tope de la sección analizada, la cual se encuentra en una relación de discordancia angular con respecto a las unidades que integran el Mb. Centenario Superior. Las mismas fueron progresivamente erosionadas hacia el borde NE de la cuenca condicionando la distribución de los reservorios producto de su vinculación con los cuerpos arenosos.

Una vez mapeados los horizontes, se grillaron para verificar la evolución vertical y lateral a escala semi-regional de las superficies identificadas.

La interpretación sísmoestratigráfica de detalle se focalizó en el análisis de las culminaciones de los reflectores y su relación con la Discordancia para definir las truncaciones que actúan como límites de los reservorios y realizar un mapeo preciso de los horizontes y de las variaciones de espesor de los mapas para cada ciclo (Fig. 6).

En términos generales, la información sísmica disponible permitió realizar una ajustada interpretación de los horizontes, lo cual fue muy importante para definir la arquitectura vertical y lateral del modelo.

Esta metodología de trabajo permitió construir el armazón estructural y mediante correlaciones de pozo definir superficies internas para cada ciclo limitando las secuencias, las que luego fueron utilizadas para guiar el *layering* interno conforme al arreglo deposicional y mejorar el condicionamiento de las facies según su posición paleoambiental.

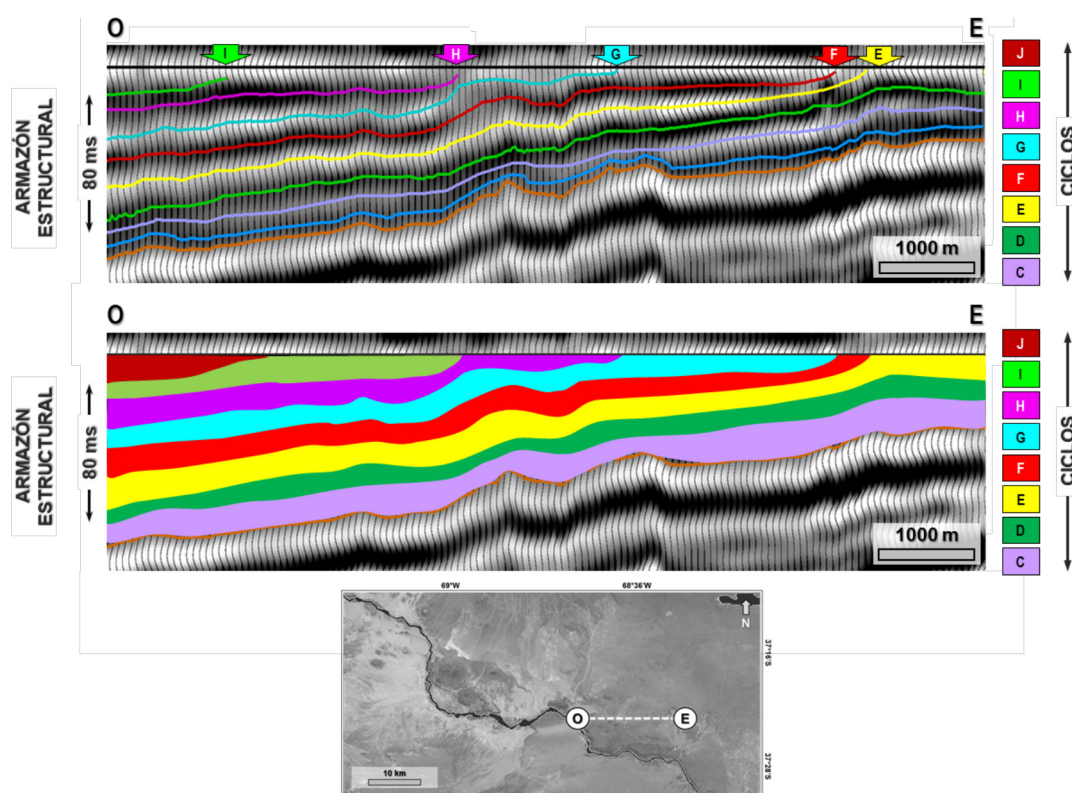


Figura 6. Interpretación sísmoestratigráfica donde se visualizan las truncaciones de los reflectores contra la discordancia. La ajustada interpretación de los horizontes permitió definir la arquitectura vertical y lateral del modelo.

Los horizontes sísmicos interpretados y convertidos a profundidad tienen una correspondencia, dentro del límite de resolución sísmica, con la ubicación estratigráfica de los límites de los ciclos definidos en las coronas del Miembro Centenario Superior (Fig. 7).

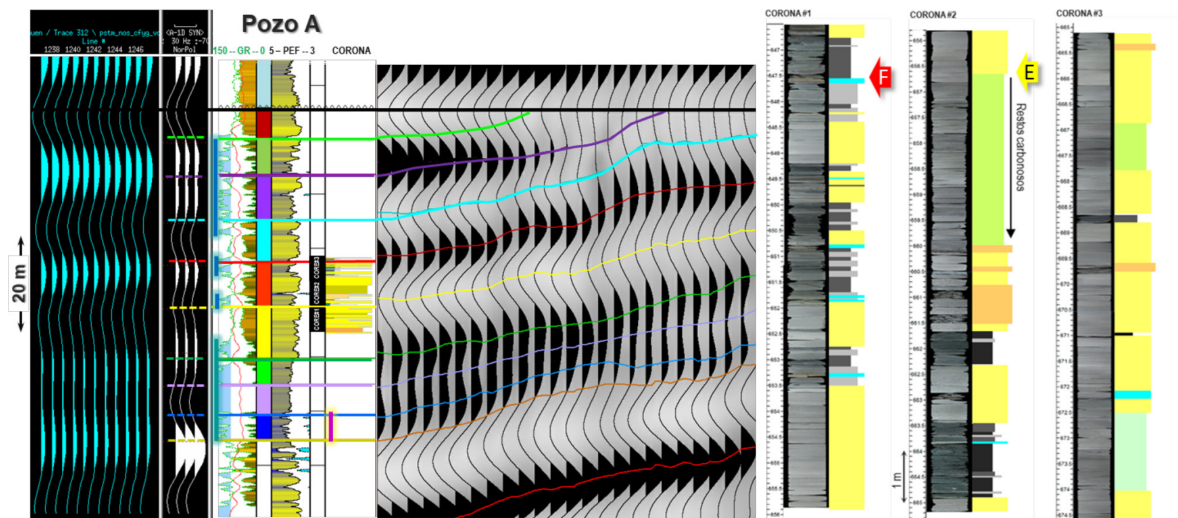


Figura 7. Correspondencia entre los horizontes sísmicos interpretados con la ubicación estratigráfica de los límites de los ciclos definidos en las coronas en un pozo de referencia.

La grilla así obtenida, posteriormente y mediante la elección del algoritmo geoestadístico adecuado se rellenó para cada una de las propiedades con el fin de obtener el modelo tridimensional que mejor se ajuste al modelo conceptual (Fig. 8).

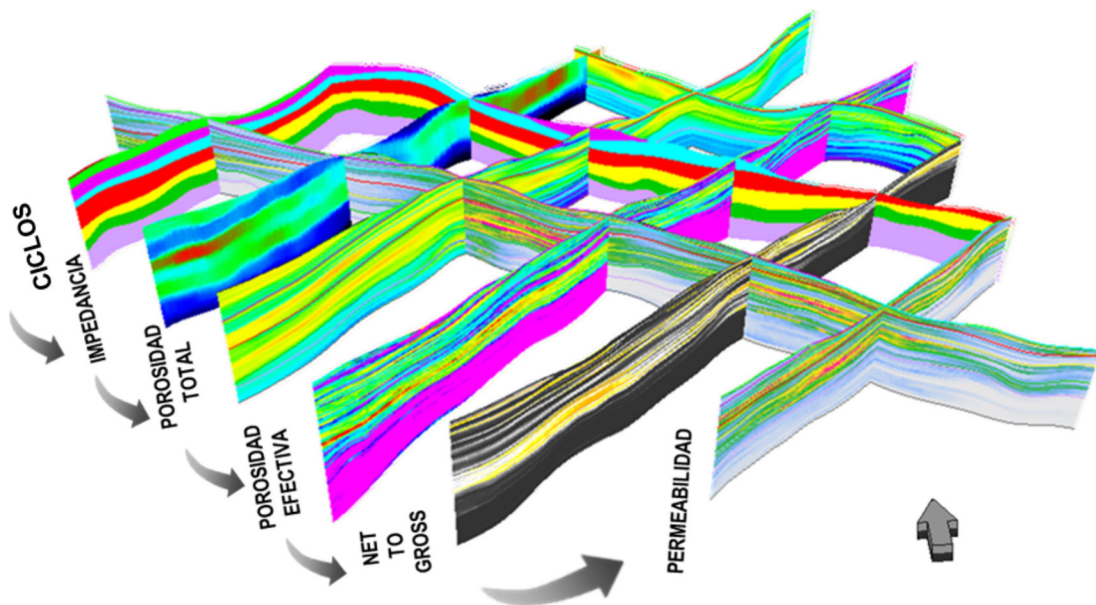


Figura 8. Vista idealizada del yacimiento atravesado por secciones transversales en sentido O-W y N-S con los diferentes parámetros poblados necesarios para la construcción del modelo geocelular, evidenciando la correspondencia entre ellos.

Si bien en un principio se utilizó el dato sísmico para construir la grilla estructural, posteriormente y debido a que el espaciamiento entre pozos era elevado, sumado a la pérdida de espesor

de los ciclos contra la discordancia se decidió utilizar a la inversión sísmica como elemento de control en la caracterización del reservorio para efectuar la distribución de las propiedades petrofísicas. La Formación Centenario presenta una estrecha relación entre impedancia acústica y porosidad (Fig. 9).

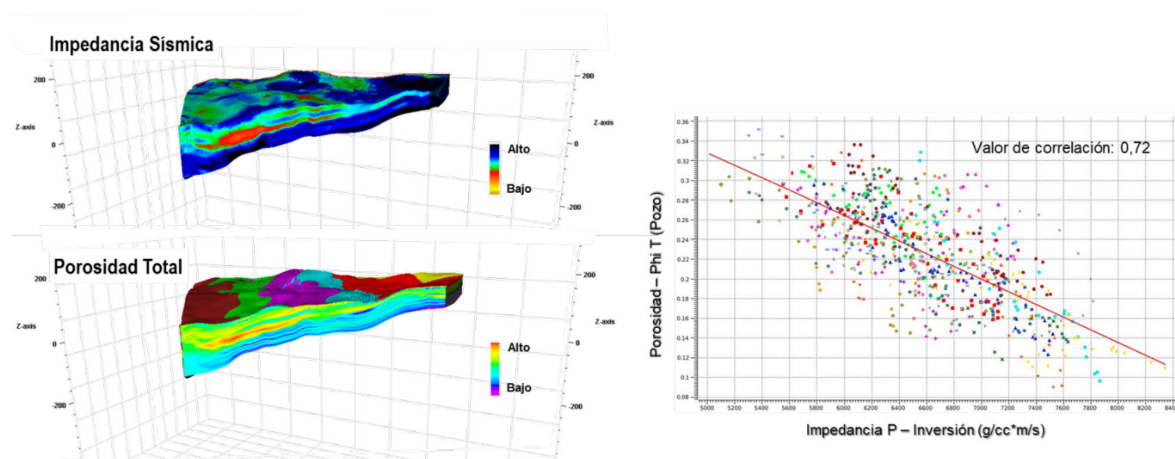


Figura 9. Estrecha relación entre impedancia y porosidad total. Se utilizó el volumen de inversión sísmica como elemento de control para efectuar la distribución de porosidad total.

El análisis 1D de los pozos permitió establecer una relación entre impedancia y porosidad total, en consecuencia, se realizó una inversión sísmica acústica con el propósito de extrapolar las variaciones observadas en los crossplot de los pozos a la escala de la sísmica.

El cálculo de un cubo de impedancia sísmica a partir de la inversión acústica tiene el beneficio de la continuidad tanto lateral como vertical del dato lo que permite caracterizar o identificar patrones en el dato sísmico que indiquen una correspondencia con el modelo geológico conceptual.

La caracterización del dato sísmico apunta a extraer del mismo el mayor contenido de información geológica, identificar direcciones y tendencias de los cuerpos en un cierto intervalo de tiempo, permitiendo inferir la posición de los principales reservorios (Fig. 10).

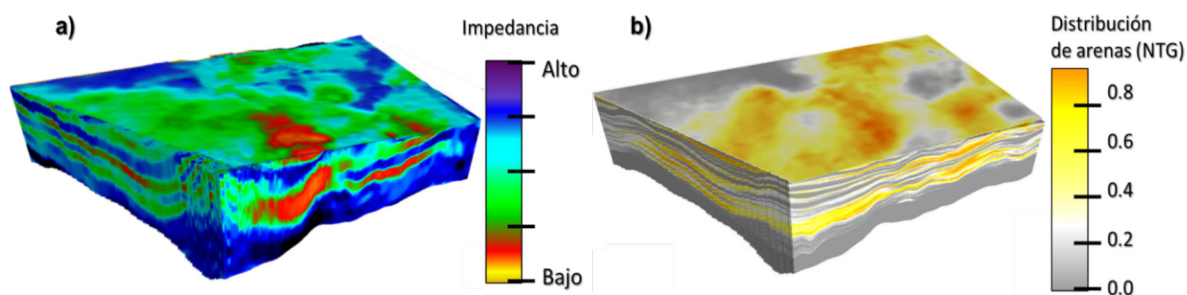


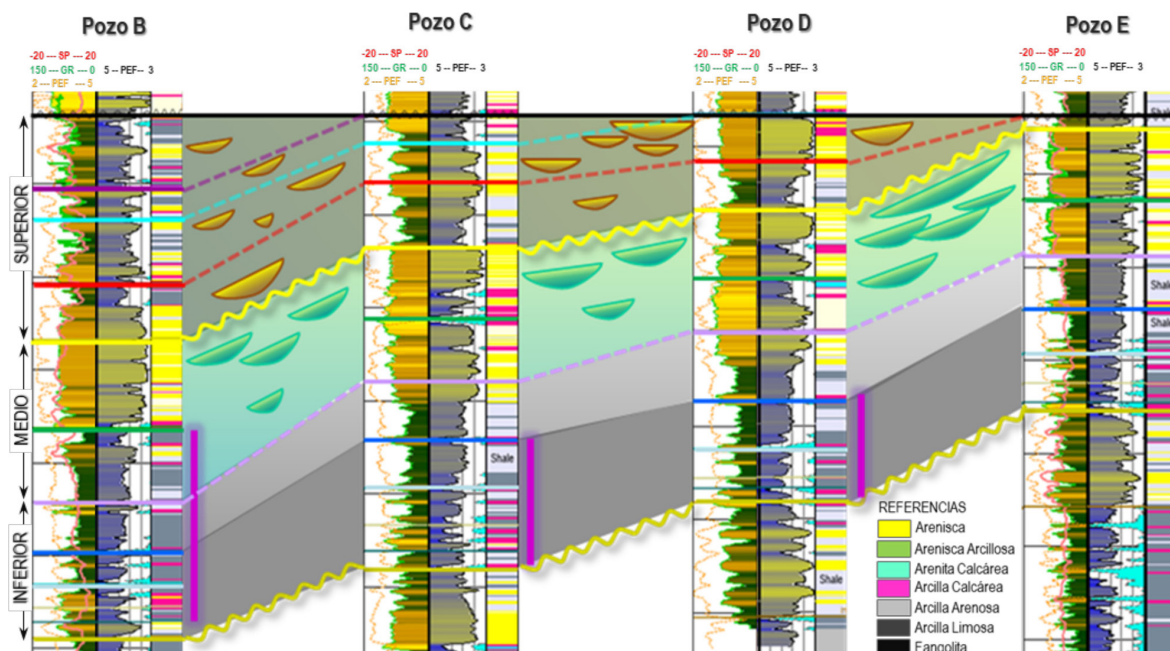
Figura 10. a) Cubo de impedancia acústica. b) Cubo de distribución de arenas.

La observación del volumen de impedancia acústica brinda una idea de la distribución espacial de las geoformas relacionadas con los cuerpos de espesores porosos. Dicho volumen se calculó internamente, lo cual permite la actualización continua a medida que avanza la campaña de perforación. De todas maneras, para poder usar este resultado es necesario establecer una coherencia con los datos petrofísicos y ensayos de producción.

Una vez obtenido el modelo estático, mediante simulación dinámica, se realizaron sensibilidades a los parámetros con mayor incertidumbre (curvas de permeabilidad relativas, saturación, inyectividad y productividad), con el fin de obtener un ajuste histórico adecuado y realizar pronósticos de producción para jerarquizar las zonas a desarrollar con menor incertidumbre y mayor incremento del factor de recobro.

ASOCIACIONES DE FACIES

El arreglo sedimentológico reconocido dentro del Miembro Centenario Superior permitió definir tres estadios principales: inferior, medio y superior (Fig. 11).



El estadio inferior se encuentra caracterizado por el apilamiento de secuencias altamente carbonáticas y pelíticas, seguido por paquetes arenosos finos bioturbados, correspondientes a progradaciones deltaicas que llenan el espacio de acomodación. Esta secuencia es la que presenta una mayor influencia marina.

La sección media inicia con un intervalo transgresivo, en algunos sectores puramente pelítico en otros heterolítico, seguido de intervalos arenosos que en la base registran estructuras sedimentarias que indican acción de mareas y hacia el tope más influencia fluvial con eventual exposición subaérea. A esta secuencia se la interpreta como un sistema de canales de moderada sinuosidad superpuestos que intercalan con depósitos finos de planicies interdistributarias, evidenciando la influencia del continente. Es importante resaltar la buena selección y la granulometría, muy fina a mediana, de los cuerpos arenosos, lo que sugiere que el área de aporte probablemente corresponda a un ambiente eólico.

La sección superior es interpretada como una sucesión arenosa de baja energía de canales distributarios terminales, algunos con mayor influencia mareal, y lóbulos o canales poco confinados con estructuras de bajo ángulo que hacia el tope poseen más influencia mareal. Este arreglo se interpreta como resultado de una tendencia general de distalización del sistema, desde posiciones más continentales a otras con mayor acción marina.

RESULTADOS

La interpretación sísmica tuvo un papel preponderante dado que el control estratigráfico - estructural en el área de estudio es dominante. La Discordancia Intrasenoniana constituye el principal mecanismo de entrapamiento de los reservorios arenosos que truncan contra ella y son sellados por los depósitos heterolíticos del Grupo Neuquén.

Para el Mb. Centenario Superior, las principales acumulaciones de petróleo están controladas principalmente por marcados cambios laterales de facies. La distribución de depósitos de areniscas marinas depositadas en ambientes poco profundos con acción de mareas o eventos fluviales, gradan a facies de depósitos finos, impermeables, asociados a eventos transgresivos que constituyen los sellos internos entre los paquetes individuales de areniscas.

La formación Centenario presenta una estrecha relación entre impedancia acústica y porosidad, por esta razón la inversión sísmica es una herramienta importante en la caracterización del reservorio.

A partir de este modelo calibrado y ajustado con información de pozo, se obtuvo un volumen sísmico que se usó como guía en el poblado de las propiedades petrofísicas dado que es el que mejor representa el espaciamiento entre pozos disminuyendo la incertidumbre entre ellos e integrando toda la información disponible.

Actualmente el yacimiento se encuentra en etapa de delineación con producción por primaria. Dadas las características del petróleo (viscosidad entre 100 y 250 cp y bajo contenido de gas disuelto) se define desarrollar el campo con inyección de polímeros desde el inicio de la explotación. Este desarrollo requiere una fuerte inversión en pozos e instalaciones, con lo cual se decide darle un enfoque modular para reducir los riesgos asociados al proyecto.

En función de los resultados arrojados por el modelo estático se realizaron sensibilidades, a través de simulación dinámica, a los parámetros con mayor incertidumbre y se seleccionaron las zonas donde las características del reservorio (porosidad, espesor de arena útil y permeabilidad) y la saturación de los fluidos son apropiadas para el desarrollo del campo mediante la inyección de polímeros.

Sobre dichas zonas se realizaron pronósticos de producción, se seleccionó el mejor arreglo de *pattern* inyector productor (5-*spot* a 200 metros), y se jerarizaron las zonas de mayor productividad y menor incertidumbre.

Mediante ensayos de laboratorio, se seleccionó el polímero a utilizar y se obtuvieron las propiedades del polímero en el agua de formación a ser utilizadas en la simulación dinámica.

Los resultados obtenidos con el modelo 3D, permitieron seleccionar el óptimo escenario de desarrollo del yacimiento, disminuyendo los riesgos asociados. Este escenario de desarrollo consiste en instalar 5 plantas modulares de inyección de polímeros (PIU's) de 10 pozos inyectores cada una, en las zonas de mayor productividad y menor incertidumbre, luego de un tiempo determinado (0.4-0.6 PV inyectados), posterior al pico de producción de las zonas desarrolladas, realizar la rotación de las mismas a otras zonas para continuar con el desarrollo del campo (Fig. 12).

De esta forma se desarrolla el yacimiento minimizando la inversión en instalaciones, dado que se utiliza un caudal de inyección constante para todo el desarrollo, sin grandes incrementos en el volumen de las instalaciones, y se maximiza la rentabilidad produciendo las zonas de mayor productividad al comienzo.

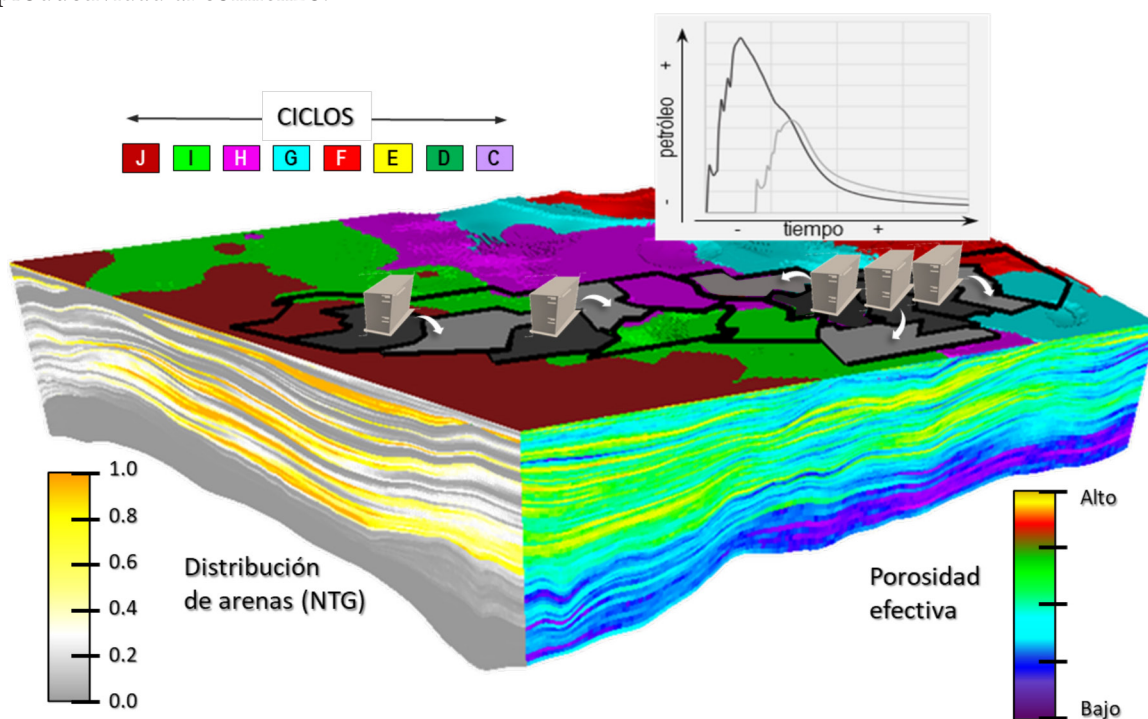


Figura 12. Modelo idealizado del desarrollo del campo con 5 plantas modulares de inyección de polímeros, y la rotación de las mismas a otras zonas para continuar con el desarrollo.

CONCLUSIONES

Esta metodología de estudio, realizada a partir de la integración de toda la información de subsuelo disponible, permitió analizar las heterogeneidades que presenta el reservorio a diferentes escalas.

Se estableció una excelente calibración entre horizontes sísmicos y los ciclos definidos en los pozos y coronas.

A partir de esta calibración de las superficies sísmicas, junto con las descripciones de coronas, perfiles y datos de producción de pozos, ha sido posible realizar un modelado geológico tridimensional, que captura en cada lugar del yacimiento la posición paleoambiental de cada ciclo.

Desde el punto de vista prospectivo, un modelo 3D integrado (estático-dinámico) constituye una herramienta clave para mejorar el desarrollo del campo ya que a través de la interacción estática-dinámica se pueden hacer predicciones más precisas, disminuir la incertidumbre en zonas poco desarrolladas, predecir el comportamiento de producción y ayudar en la toma de decisiones.

Mediante la utilización del flujo de trabajo propuesto se construyeron modelos estáticos que permitieron analizar distintos escenarios y definir un plan de desarrollo del campo mediante un enfoque modular, que acelere los tiempos de producción y maximice el petróleo obtenido minimizando los riesgos.

Debido a que el área desarrollada posee pocos pozos y una corta historia de producción, (por encontrarse en la etapa de delimitación), la construcción del modelo con la sísmica fue fundamental para definir el escenario de desarrollo óptimo.

AGRADECIMIENTOS

Los autores quieren expresar su agradecimiento a YPF por permitir la publicación de este trabajo.

REFERENCIAS CITADAS

- Armisen, M.R., Seoane, F.N., Anzulovich, L., Periale, S., Vottero, A. y Arias, L.R., 2018. Cerro Morado Este, Nuevo descubrimiento en el borde nororiental de la Cuenca Neuquina, Provincia de Mendoza. 10° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Sesiones Generales: Energía y Sociedad, aliados inseparables.
- Cevallos, M.F., Rivero, M.T., Veiga, G.D., Gingrass, M.K., Escribano, D.O., Ronchi, D. I. y Angelozzi, G. N., 2010. Sedimentological and sequence strati-graphic characterization of the transitional-marine reservoirs of the Centenario Formation at the Río Colorado heavy oil belt, Neuquén Basin, Argentina. 18th International Sedimentology Congress, Mendoza, Argentina.

- Cevallos, M.F. y Rivero, M.T., 2014. El proceso de exhumación neógeno y sus consecuencias en las acumulaciones de hidrocarburos del borde nor-este de la cuenca Neuquina, Argentina. IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos.
- Cevallos, M.F., Vaamonde, D., Rivero, M.T., Rojas, C., Kim, H.J., Galarza, T. y Legarreta, P., 2011. Exploración y Desarrollo del Tren de Petróleo Pesado del Riocolorado, margen nororiental de la Cuenca Neuquina. Argentina. VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos pág. 27 – 52.
- Iñigo, J.F.P., Pazos, P.J., Novara, M.E. y Comerio, M., 2019. The Lower Cretaceous Centenario Formation: A subsurface unit in the northeastern border of the Neuquén Basin revisited. *Journal of South American Earth Sciences* 92, 595-608.
- Pazos, P.J., 2017. Interpretación paleoambiental de testigos coronas en el Yacimiento Rio Colorado. Informe Interno de Pluspetrol.
- Schwarz, E., Veiga, G.D., Alvarez Trentini, G., Isla, M.F. y Spaletti, L.A., 2018. Expanding the spectrum of shallow-marine, mixed carbonate-siliciclastic systems: processes, facies distribution and depositional controls of a siliciclastic dominated example. *Sedimentology* 64, 1558 – 1589.
- Schwarz, E., 2020. Debatiendo algunos paradigmas de la Cuenca Neuquina: Integración de información de subsuelo y afloramientos del intervalo Agrio Inferior – Centenario inferior. Charlas Internas YPF. Compartiendo experiencias.
- Uliana, M.A. y Legarreta, L., 1993. Hydrocarbons habitat in a Triassic-to-Cretaceous sub-Andean setting: Neuquén basin, Argentina. *Journal of Petroleum Geology* 16: 397-420.
- Uliana, M.A., Delapé, D.A. y Pando, G.A., 1977. Análisis estratigráfico y evaluación del potencial petrolífero de las Formaciones Mulichinco, Chachao y Agrio, Cretácico inferior de las provincias del Neuquén y Mendoza. *Petrotécnica (IAP)* 16(1-2): 31-46.