

EVOLUCIÓN PALEOAMBIENTAL DE LA FORMACIÓN D-129 Y SU POTENCIAL COMO RESERVORIO EN EL SECTOR NORESTE DEL FLANCO NORTE DE LA CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE

María Josefina Cuello¹, Norman Urrez¹

1: En YPF S.A. al momento de realizar el trabajo. josefinacuello@gmail.com, normanurrez@hotmail.com

Palabras clave: D-129, Flanco Norte, Exploración

ABSTRACT

In the last decades the exploratory projects in the Golfo San Jorge basin were focused on the basal units of the Chubut Group to extend the development of the mature fields. Apart from its well-known role as source rock, the Pozo D-129 Formation has documented oil & gas production in different areas of the basin, specially in clastic reservoirs which are intercalated with shales and limestones. The aim of this study consisted of developing an integrated multiscale analysis using well and seismic data. To accomplish this objective, wells that have drilled partially or completely the unit have been involved.

The paleotopography and the main structural lineaments have affected the stratigraphic configuration, as well as the expansion-contraction lacustrine cycles. Towards the septentrional sector of the northern flank, shallower sequences were deposited while in the meridional sector, deeper facies are dominant. In addition, the Pozo D-129 Formation has a predominant transgressive arrangement which begins with prograding facies composed of alluvial fans and fan deltas facies, followed by a pyroclastic climax predominantly lacustrine and ends with the greatest expansion of the lake, consisting of deep lacustrine shales intercalated by limestone packages in its proximal areas. These facies variations have its correlation with petrophysical quality, being the clastic and shallower facies, the better.

This analysis reassesses the value of old information that can be updated and used to rejuvenate the geological models of a mature basin and add value to the exploration portfolio in the search of new opportunities for deeper reservoirs.

INTRODUCCIÓN

La Formación Pozo D-129 tiene una edad cretácica y conforma la principal roca generadora de la cuenca del Golfo San Jorge (CGSJ). La unidad está compuesta por sedimentos lacustres, en los que se encuentran pelitas negras de ambiente profundo, pelitas tobáceas de coloración gris y gris verdosas depositadas en ambiente lacustre somero que intercalan con tobas y calizas oolíticas y depósitos litorales y fluviales en sectores marginales de la cuenca (Hechem y Strelkov, 2002). Esta roca genera petróleos derivados de materia orgánica algal-lacustre, con aportes terrestres asociados, en ambiente anóxico y con influencia carbonática. Se caracteriza por poseer valores de COT en el

rango de 1-3%, espesores de 30-600 m, contenido de arcillas (fracturabilidad) menor a 20 % y una amplia distribución areal (Basile *et al.* 2014, Utgé *et al.* 2014).

Este intervalo estratigráfico, ha mostrado producciones de petróleo en yacimientos del Flanco Sur y en el Flanco Norte en reservorios de tipo convencional asociados a cuerpos clásticos gruesos interpretados como depósitos deltaicos o como flujos densos asociados a fallamientos principales en sus bloques bajos (Basile *et al.* 2014 y López Angriman *et al.* 2014). Por otro lado, se han perforado en los últimos diez años pozos exploratorios con objetivo Shale (Figari *et al.* 2021).

En la última década, los esfuerzos exploratorios en la cuenca se concentraron en las unidades basales del Grupo Chubut para extender el desarrollo de los campos maduros. Sin embargo, a pesar de que la sección superior de la formación Pozo D-129 ha sido foco de varios proyectos como objetivo convencional y no convencional, la columna en su totalidad se halla subexplorada (Figs. 1 y 2).

Los sondeos que investigaron estos niveles estratigráficos identificaron reservorios compuestos por niveles de tobas, tufitas y areniscas tobáceas que se encuentran intercaladas en litofacies dominadas por arcillitas negras y calizas oolíticas depositados en un paleoambiente fluvio-lacustre que preserva ciclos de expansión y contracción de la línea de costa. En este paleoambiente se reconocen depósitos fluviales y litorales con aporte tobáceo y en zonas de menor aporte silicoclástico, facies oolíticas próximas a la línea de costa. Hacia el centro de cuenca predominan facies lacustres profundas, dominadas por arcillitas negras con abundante contenido orgánico y ocasionales calizas oolíticas lenticulares, asociados a tempestitas.

En la zona de estudio (Fig. 1), se desarrolla la columna completa de la formación Pozo D-129, la cual está afectada por la paleotopografía pre-existente, con escalones producto de fallas extensionales que son los causantes de procesos sedimentarios gravitacionales. A partir de las litofacies

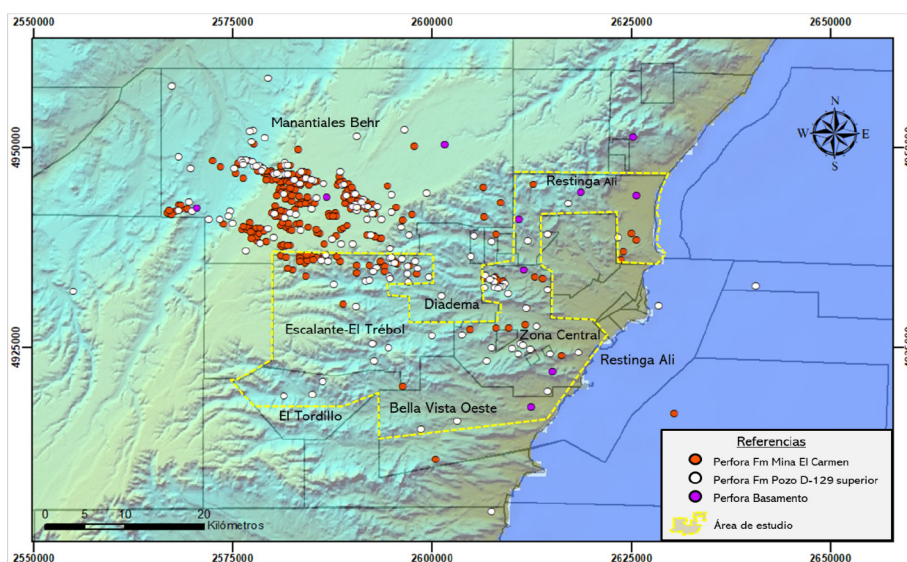


Figura 1. Mapa de la región del Flanco Norte, se identifican las unidades alcanzadas a la profundidad final de cada pozo: Formaciones Mina el Carmen, Pozo D-129 y Basamento.

determinadas por coronas, cutting y perfiles eléctricos se definieron tres ciclos: un ciclo basal areno-conglomerádico grueso a muy grueso y se interpreta como depósitos de abanicos aluviales y fan-delta que progradan de norte a sur y transportan sedimentos provenientes de un alto de basamento ígneo expuesto. El segundo ciclo es predominantemente piroclástico y de escala regional, asociado al clímax volcánico del cretácico inferior acontecido en el oeste de la CGSJ. Finalmente, un ciclo superior compuesto por litofacies de arcillitas negras intercaladas con calizas oolíticas y bioclásticas. Estos ciclos se desarrollan dentro de un arreglo general transgresivo que culmina con la máxima expansión del lago de la formación Pozo D-129.

Los reservorios de la sección inferior son submaduros texturalmente y de baja madurez mineralógica. Los niveles poco cementados se asocian a un evento de disolución póstumo con generación de mesoporos y macroporos subordinados, alcanzando porosidades totales de hasta

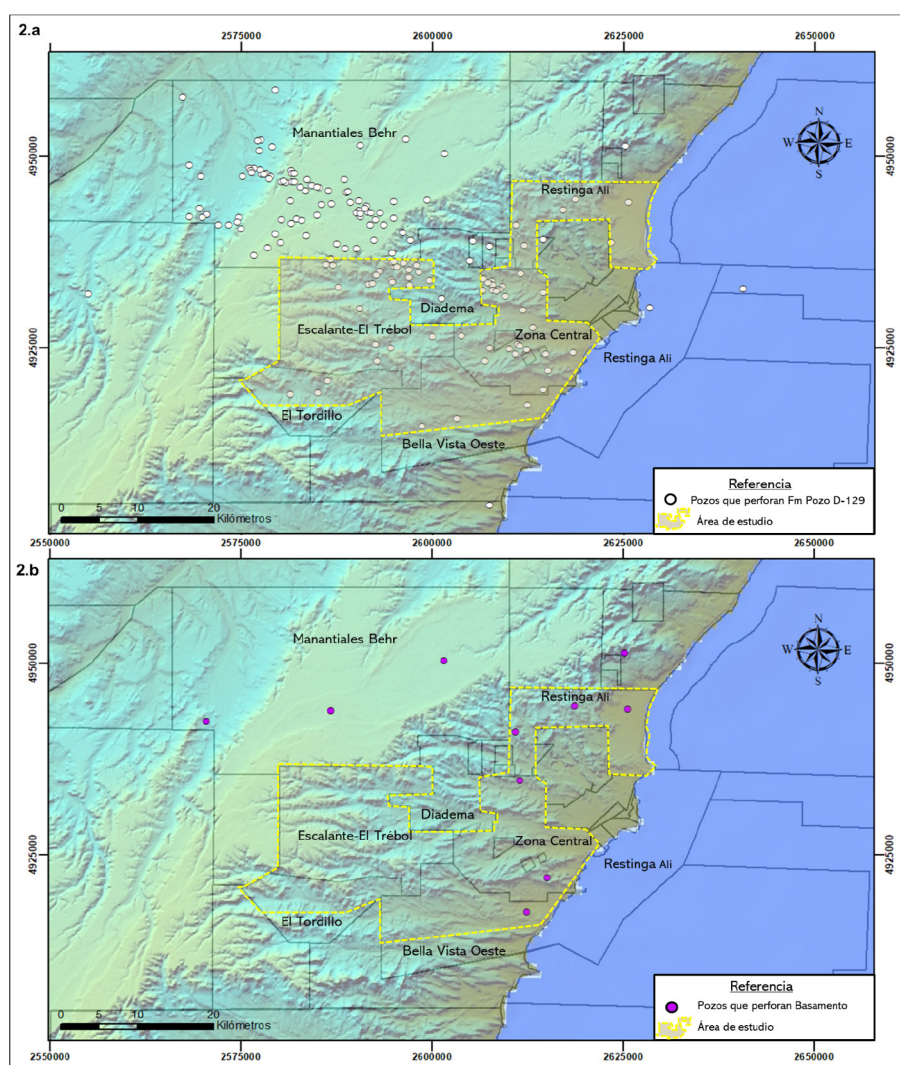


Figura 2. Ubicación de pozos que atravesaron la sección superior y media de la Formación Pozo D-129 (a) y basal de la Formación Pozo D-129 (b) en el flanco Norte de la Cuenca de San Jorge. El número de pozos decrece de Norte a Sur debido al aumento de las profundidades necesarias para perforar dichas secuencias en el centro de cuenca, en donde superan los 4000 metros.

23%. La sección media, por su naturaleza volcanoclástica, presenta porosidades menores que alcanzan valores máximos de 16% con presencia de microporosidad y bajas permeabilidades. Finalmente, los niveles carbonáticos oolíticos/bioclásticos de la sección superior, exhiben un detrimento de la calidad petrofísica por su elevada cementación. No obstante, las tres secciones poseen potencial hidrocarburífero al haber presentado rastros de hidrocarburos livianos en algunos de los pozos en los que fueron perforadas.

METODOLOGÍA

Para llevar a cabo este trabajo se realizaron interpretaciones a distintas escalas de observación, utilizando sísmica 3D con migración prestack en tiempo, generación de atributos sísmicos, datos de control geológico, coronas, petrofísica, geoquímica (COT%) y petrografía. Cabe destacar que la base de datos es significativamente más escasa en la sección basal de la Formación Pozo D-129.

Una de las tareas que se llevó a cabo para poder realizar comparaciones entre pozos perforados desde la década del 50' en adelante y los perforados en los últimos 10 años, fue la digitalización de perfiles litológicos, la unificación de templates y la extracción de plugs en coronas de más de 30 años para su posterior análisis petrofísico y petrográfico.

Posteriormente se integraron los productos generados para arribar a un entendimiento de la evolución paleoambiental de la Fm. Pozo D-129 y su potencial como reservorio en este sector de la cuenca del Golfo San Jorge.

RESULTADOS

Análisis estructural

La estructura predominante en el área de estudio es de carácter extensional, con fallas normales de orientación ONO-ESE y de bordes abruptos (Figari *et al.* 2002) y geometría lítrica. Las mismas afectan el relleno de la cuenca desde el basamento hasta el límite Cretácico-Terciario. Se puede observar en la interpretación sísmica (Fig. 3) que hay un aumento de espesor de todas las unidades interpretadas y que las fallas principales tienen su origen en el basamento. Así mismo, se destaca que hacia el sur la Formación Pozo D-129 basal e intra aumentan su espesor respecto al sector norte. Se interpreta que esta geometría se debe a una marcada actividad sinsedimentaria. Por el contrario, para los niveles de la Formación Pozo D-129 superior se observa que el espesor en el sector norte y sur es prácticamente homogéneo, lo que manifiesta un cese en la generación de espacio de acomodación/depositación. Esto se relaciona temporalmente al evento de máxima expansión del lago de la Formación Pozo D-129 superior.

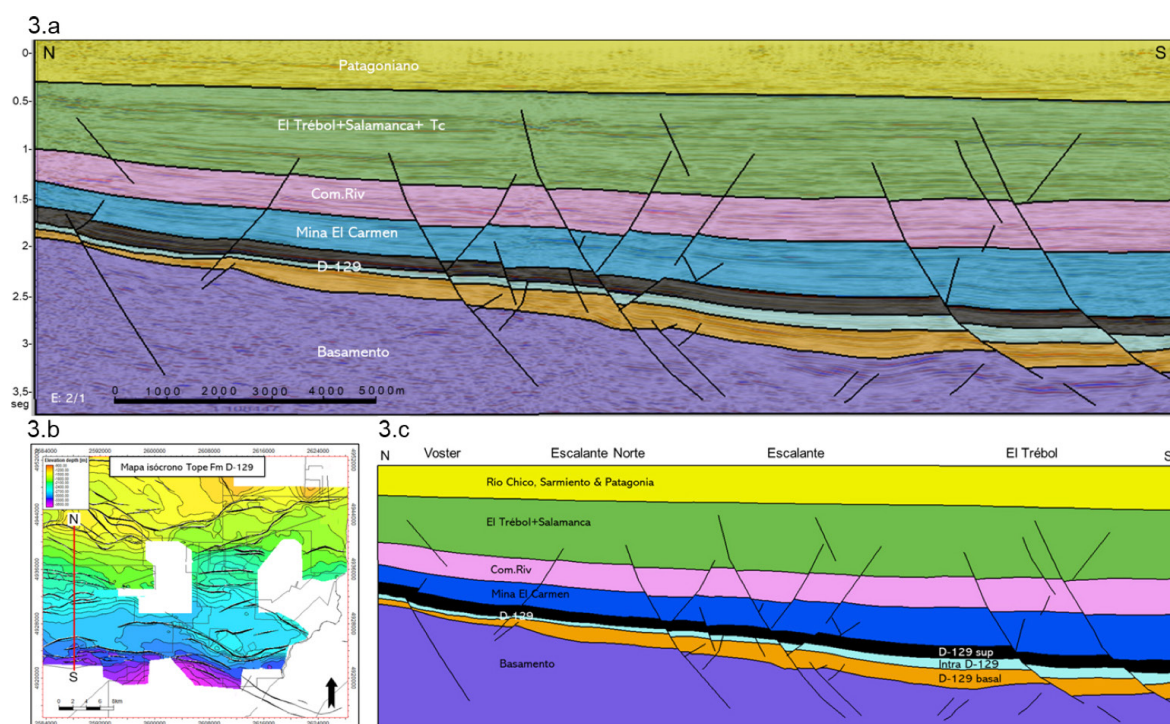


Figura 3. Sección sísmica interpretada (a), mapa isócrono al Tope de la Formación D-129 mostrando ubicación del corte norte-sur (b) y modelo tectono-estratigráfico (c). En ellos se observa la profundización hacia el centro de cuenca ubicado hacia el sur, las fallas principales con buzamiento hacia el sur y el progresivo engrosamiento de las secciones media e inferior de la Formación D-129 hacia esa dirección.

Marco estratigráfico/Patrones tectonosedimentarios

En la correlación estratigráfica de la Figura 4, se puede observar que de norte a sur hay un aumento considerable de espesor de la Formación Pozo D-129. Comenzando con 14 m en una posición de borde de cuenca (pozo 1) a 1400 m a 36 km de distancia (pozo 5) en el sector de centro de cuenca. Se interpreta que las fallas regionales tuvieron un rol importante en el desarrollo de bloques independientes, con depositación de litologías y facies contrastantes de norte a sur.

La sección basal de la Formación Pozos D-129 en los pozos 1 y 2 está integrada predominantemente por litologías silicoclásticas gruesas, conglomerados y brechas que gradan a areniscas medianas y finas en el pozo 4. Esta sección basal fue perforada por el pozo 5 en facies muy finas de arcilitas. En su sección media, la Formación Pozo D-129 está caracterizada por un aumento del aporte volcanoclástico, depositación de tobas vitreás, tobas arenosas y areniscas tobáceas. Finalmente, en la sección superior se observa un patrón heterolítico con presencia de calizas oolíticas-biolásticas, arcilitas grises/negras, limolitas y en menor proporción capas delgadas de areniscas tobáceas. Las calizas oolíticas son dominantes en el sector norte mientras que en el sector sur dominan las arcilitas negras.

A partir de la integración de las litologías atravesadas por los pozos con los valores porcentuales de carbono orgánico total (%COT) se destaca en la Figura 5 que el registro más alto de %COT

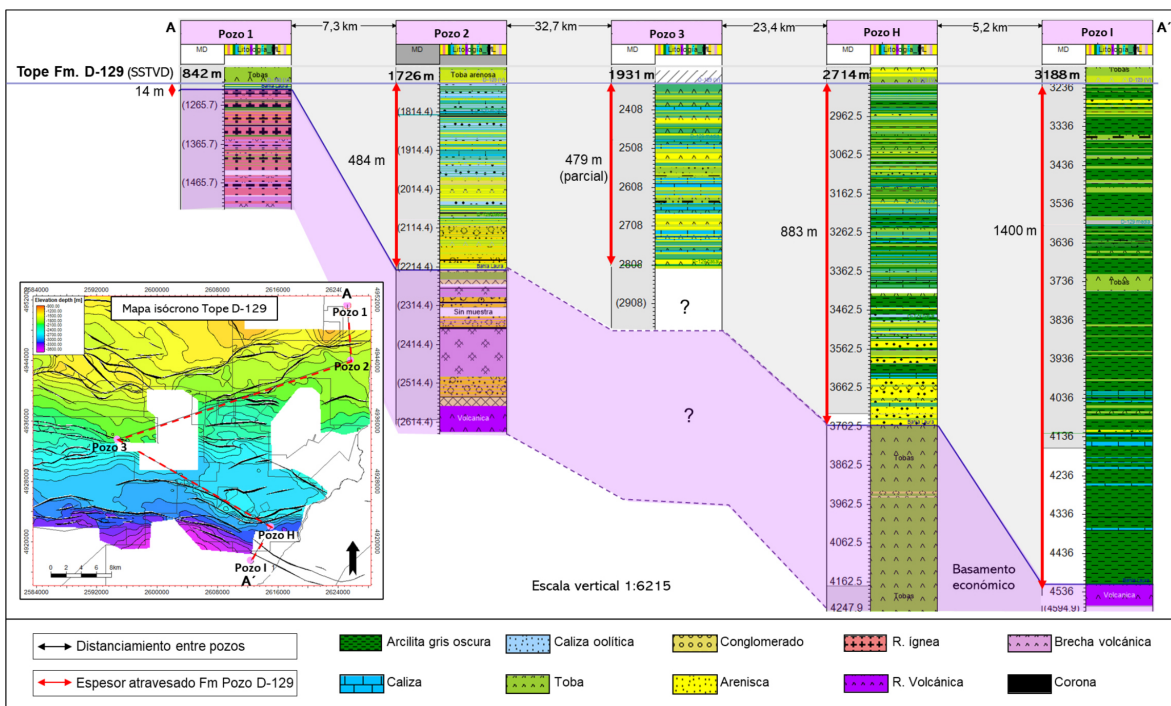


Figura 4. Corte estratigráfico A-A' horizontalizado al tope de la Formación Pozo D-129. Se observa un incremento gradual de espesor de dicha formación.

se da en la sección basal pelítica del pozo 5, el cual está restringido a la zona sur. En la sección media los valores de %COT se reducen considerablemente, mientras que en la sección superior se registra el evento de máxima inundación del lago de la Formación Pozo D-129 de todos los pozos. Este evento representa al principal intervalo generador ampliamente distribuido en toda la cuenca (Figs. 5 y 6).

A manera ilustrativa en la Figura 7 se ubicaron las fallas regionales más relevantes, las litologías atravesadas, el evento de máxima inundación en la cuenca (mfs) y una interpretación paleoambiental desde borde a centro de cuenca. La sección basal de la Fm. Pozo D-129 en el pozo 5 está dominado por procesos de decantación en un ambiente lacustre profundo donde prevalecen condiciones reductoras coincidentes con los registros de mayor %COT del pozo. Por el contrario, en el pozo 4 ubicado aproximadamente a 5 km de distancia del pozo 5, la sección basal está caracterizada por depósitos de areniscas finas a medianas y menor mediana a gruesa de regular a buena selección, con estratificación paralela difusa y restos carbonosos. Esta última se interpreta como depósitos de ambiente fluvial axial (ver sección atributos sísmicos). En los pozos 1 y 2 también se perfora la sección basal de la Fm. Pozo D-129 y está caracterizada por facies gruesas de conglomerados y areniscas de regular a escasa selección y de baja madurez mineralógica. El aporte de sedimentos estaría controlado por los altos de basamento y sería en dirección de norte a sur con el desarrollo de fan deltas-abanicos aluviales.

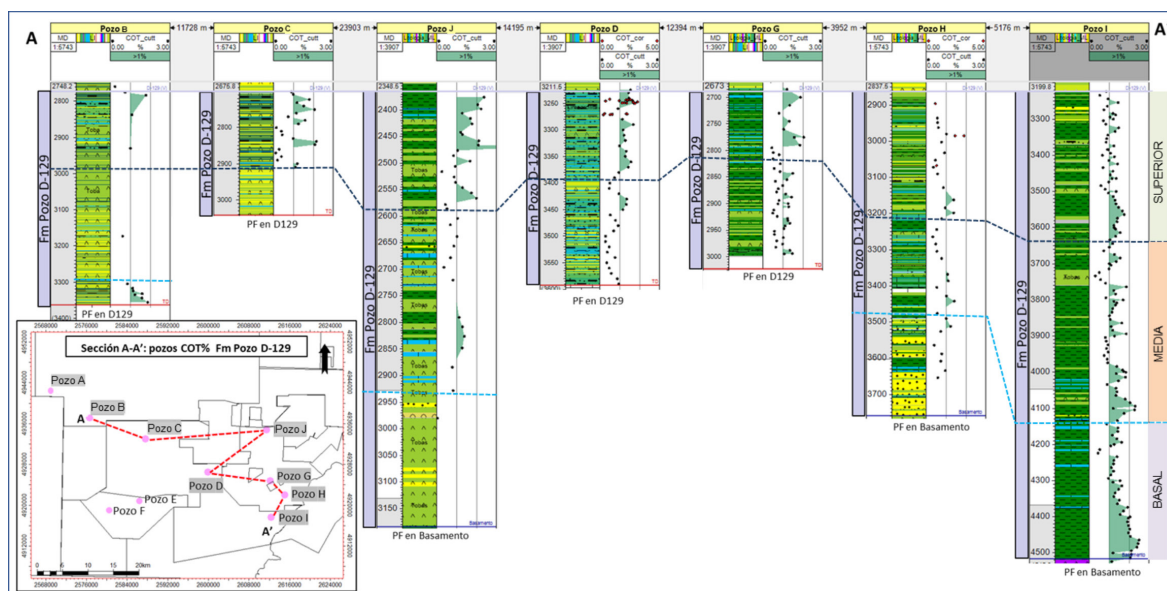


Figura 5. Correlación A-A' horizontalizada al Tope de la Formación Pozo D-129. Se muestran las principales litologías obtenidas a partir de datos de control geológico y los valores de carbono orgánico total (%COT) medido en cutting (cutt) y corona (cor).

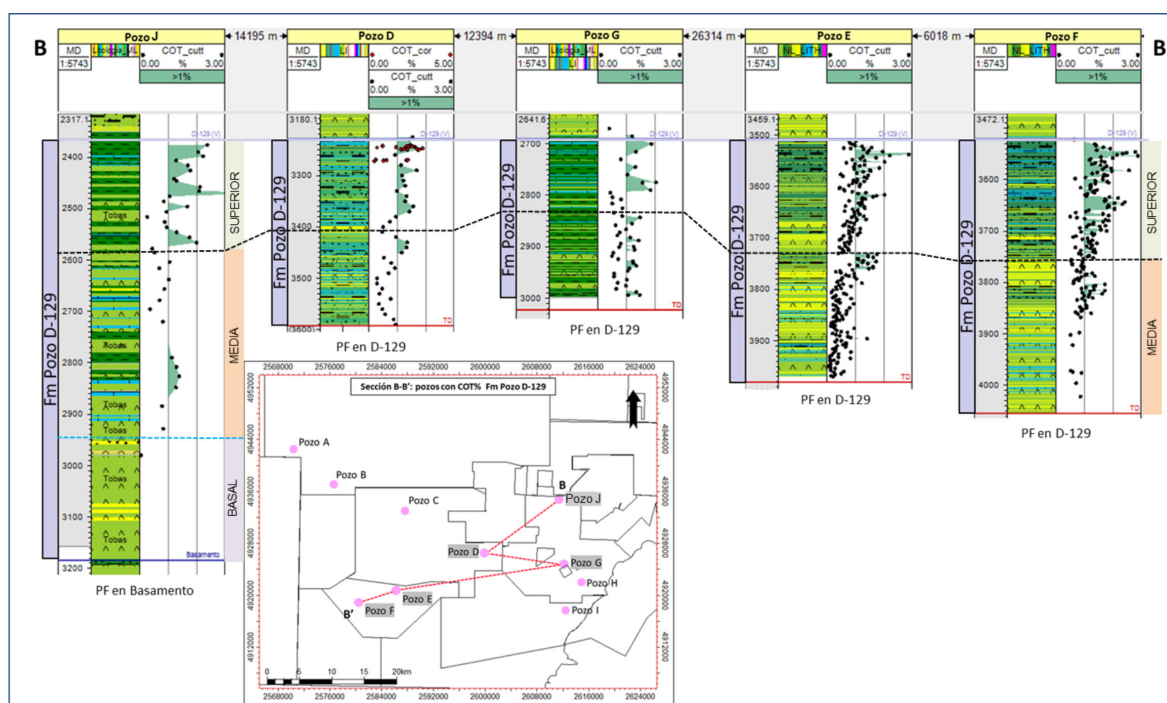


Figura 6. Correlación B-B' horizontalizada al Tope de la Formación Pozo D-129. Se muestran las principales litologías obtenidas a partir de datos de control geológico y los valores de carbono orgánico total (%COT) medido en cutting (cutt) y corona (cor).

La sección media de la Formación Pozo D-129 es predominantemente volcánoclastica, aunque se respetan los mismos patrones de deposición que para la sección basal; siendo más finos en el sector sur y más gruesos (relativamente) en el sector norte. Adicionalmente, se suma que,

producto de la somerización de la cuenca, se desarrollan depósitos predominantemente carbonáticos conformados por calizas oolitas y bioclásticas, constituidos principalmente por ostrácodos enteros y, en menor medida, fragmentados (ver sección reservorio). Estos depósitos se desarrollaron en el sector sur en un ambiente netamente lacustre y en el sector norte en un ambiente transicional entre lacustre, plataforma y escaso fluvial.

Por último, en la sección superior, la más conocida y perforada de la Formación Pozo D-129, se observan facies depositadas netamente en un régimen de aguas tranquilas, con dominancia de eventos de decantación en el sector sur (centro de cuenca) por sobre los tractivos que ocurren en el sector norte, con depositación de areniscas tobáceas, tobas arenosas y calizas oolíticas. Los paleoambientes asociados a la sección superior se corresponderían con depósitos de tipo fluvial/fluvio-deltaico, de plataforma y lacustre profundo. La sección superior representa ciclos transgresivos-regresivos de diferentes órdenes de magnitud que culmina con la máxima superficie de inundación (mfs) y colmatación del lago de la Formación Pozo D-129.

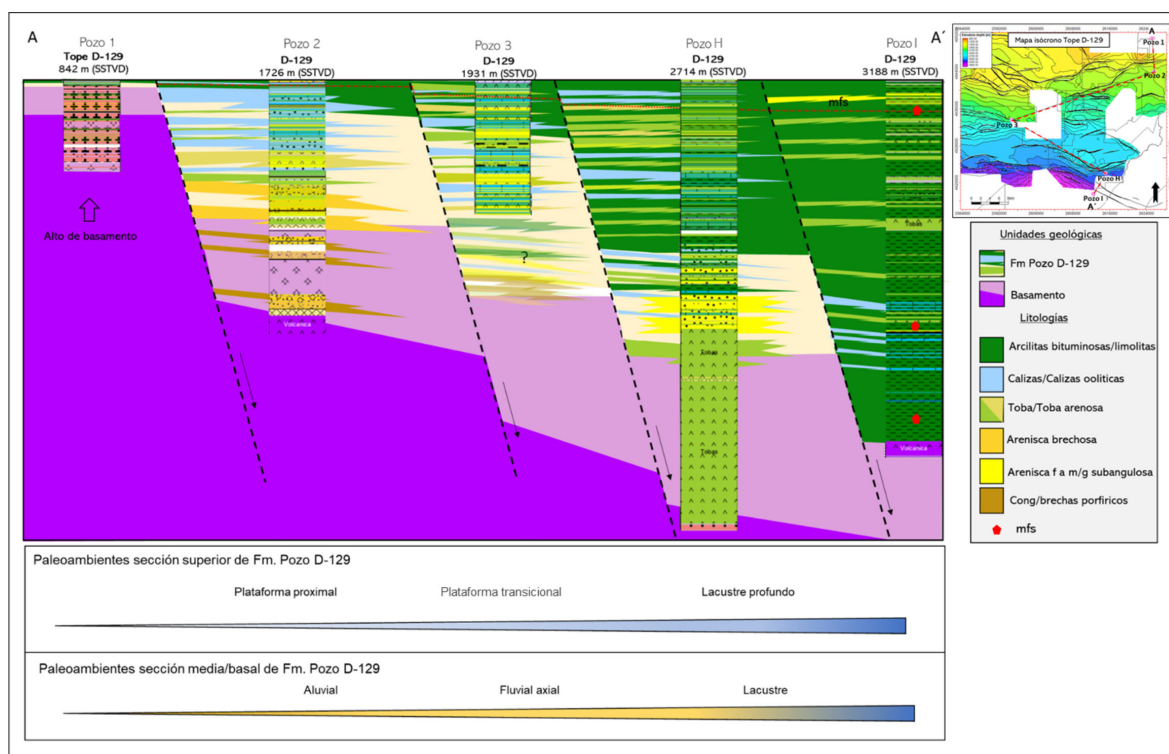


Figura 7. Corte arbitrario de pozos, horizontalizado al tope de la Formación Pozo D-129 con interpretación de facies y modelo de fallas. Solo a modo ilustrativo las fallas se graficaron con geometría lineal, las mismas al ser tipo listricas deberían ser curvas.

Análisis de atributos sísmicos

Con el objetivo de entender las variaciones espaciales de la depositación de la Formación Pozo D-129 se realizaron interpretaciones con el software PaleoScan™. En las figuras 8, 9 y 10 pueden

observarse imágenes correspondientes a la sección inferior, media y superior de la Formación Pozo D-129 respectivamente. La sección inferior presenta un canal de tipo meandriforme de dirección oeste-este y tributarios de dirección predominantemente norte-sur que discurren limitados al norte y sur por los lineamientos de Escalante y El Trébol respectivamente. Esta sismofacies fue muestreada en el pozo 4, con potentes secuencias arenosas de buena selección y madurez textural.

La sección media, fue perforada por diversos pozos y corresponde con el clímax piroclástico. En esta sección la detección de geoformas es más difícil, probablemente, por la similitud entre tipo de litología de planicies y rellenos de canal. Sin embargo, a escala de pozo, se han observado niveles que podrían ser canales fluviales volcaniclásticos. En la parte media de la sección superior se observan canales fluviales de dirección norte-sur que se correlacionan con facies clásticas perforadas por el pozo identificado con el círculo blanco en la Figura 9. En este punto podemos ver un cambio significativo en la dirección de drenaje principal respecto a la sección inferior. El tope de la formación, por otro lado, está dominada por un evento de amplitud fuerte que se asocia a la máxima expansión del lago y que tiene carácter regional, tal como pudo ser observada en los pozos analizados. Este evento se caracteriza por un pico en el valor de %COT y facies finas de arcilitas grises oscuras y negras bituminosas (Fig. 10).

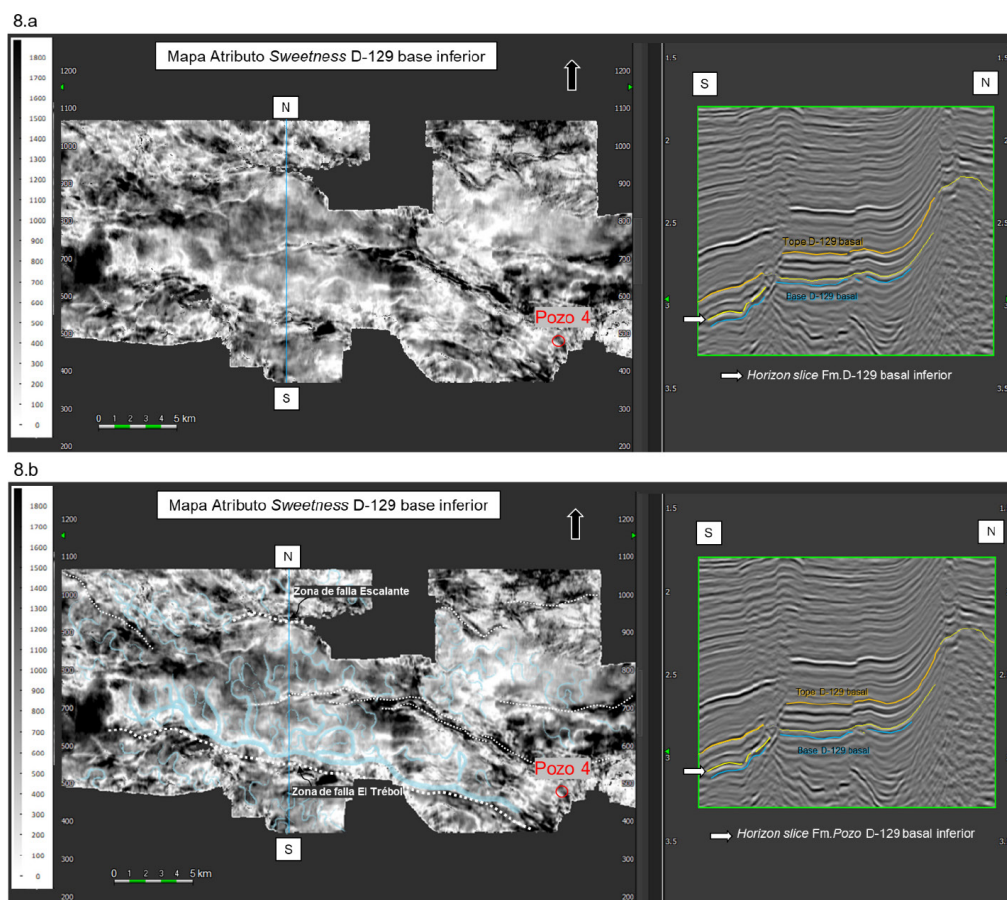


Figura 8. Atributo de Sweetness sin interpretación (8.a) y con interpretación (8.b) que resalta el rasgo meandriforme en dirección oeste – este en la sección inferior de la Formación Pozo D-129.

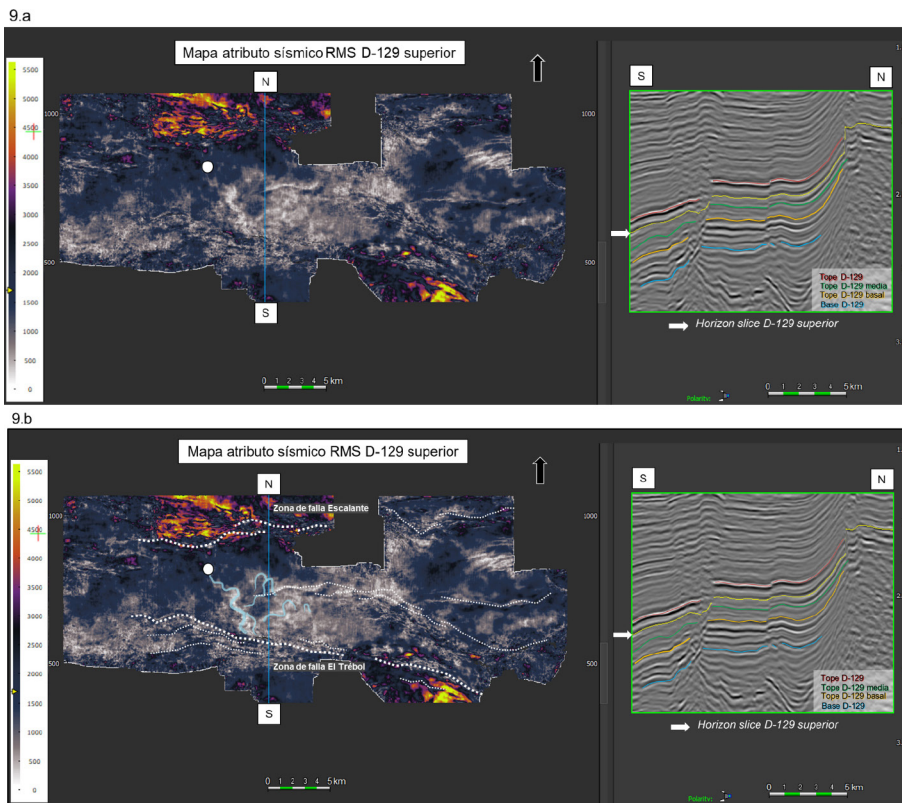


Figura 9. Atributo de amplitud RMS sin interpretación (9.a) y con interpretación (9.b) que resalta el canal de dirección norte – sur ubicado entre la sección media y superior de la Formación Pozo D-129.

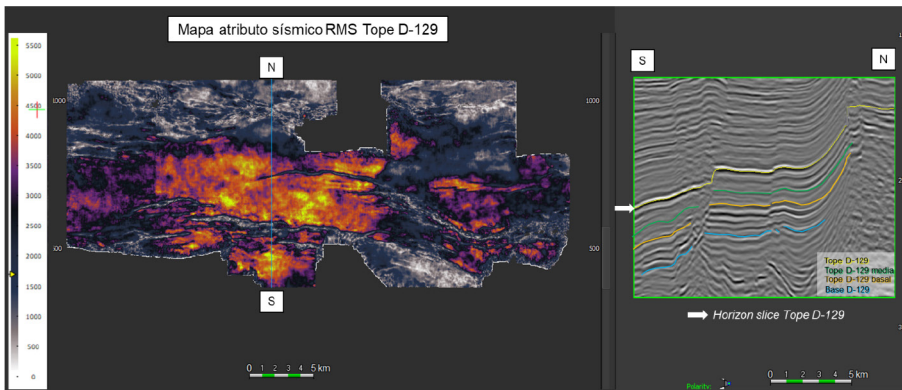


Figura 10. Atributo de amplitud RMS que resalta la máxima expansión del lago (amplitudes altas) en el tope de la Formación Pozo D-129. Dicho evento también se identificó a partir de datos geoquímicos de pozo.

Análisis de reservorio

Dentro de la zona de estudio se cuenta con información proveniente de 2 coronas de pozos (pozos 2 y 4) perforados en la década del 60'-70', a las mismas se le efectuaron estudios de petrografía y petrofísica básica. Las coronas obtenidas representan un registro parcial de la secciones superior,

media y basal de la Formación Pozo D-129. La mayor diferencia entre los tramos de coronas radica en la profundidad, aproximadamente 1800 a 2200 mbbp para el pozo 2 y aproximadamente 3000 a 3700 mbbp para el pozo 4.

La sección basal de la Fm. Pozo D-129 cuenta con 6 fragmentos incompletos de coronas (K-O) conformados por areniscas líticas gruesas a muy gruesas y menor proporción de mediana. Subordinada arenisca conglomerádica lítica de pobre a moderada selección. La sección media más basal (F-J) está representada por tobas vítreas finas que ocasionalmente se encuentran calcitizadas

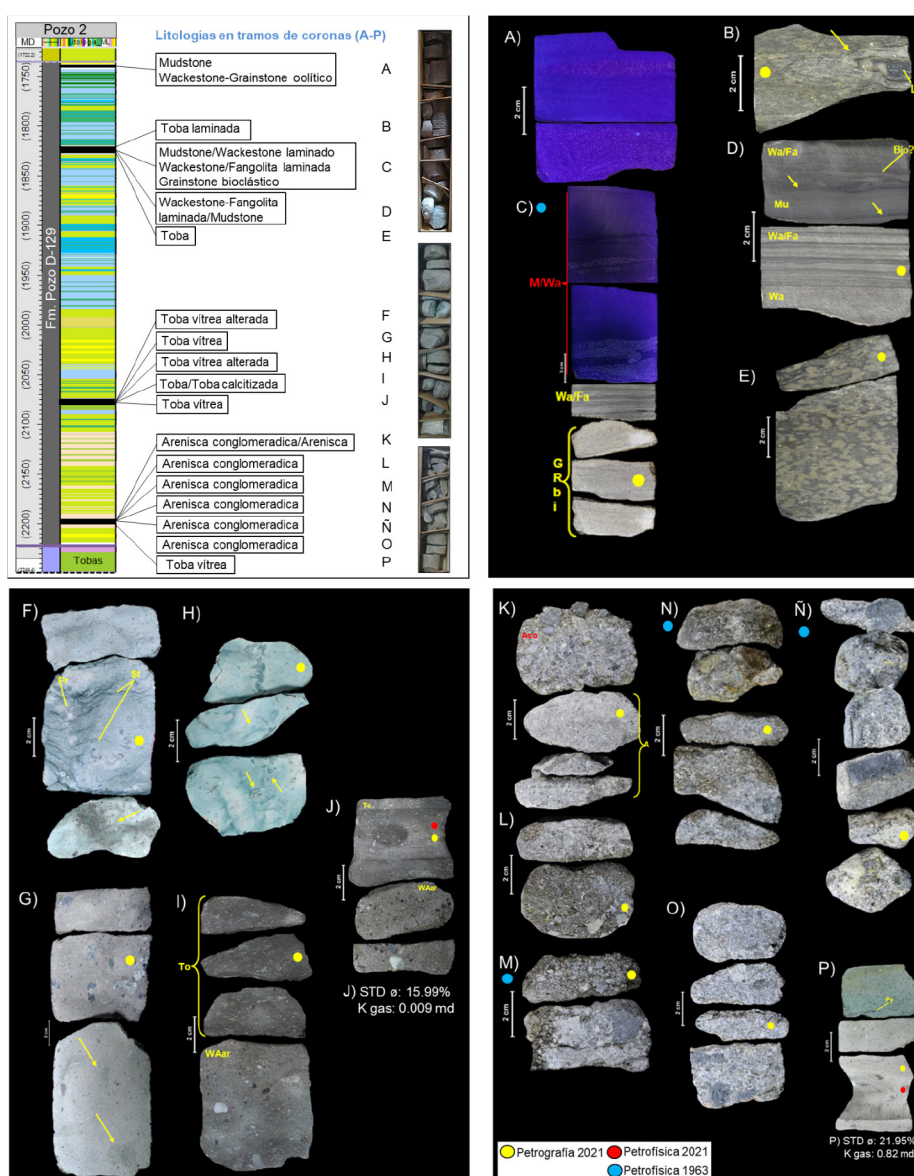


Figura 11. Imagen superior izquierda: se observa la sucesión litológica registrada por la corona del pozo 2 en la Formación Pozo D-129 y la clasificación litológica de cada tramo (A-P), el rectángulo negro en el track de litología corresponde a la ubicación de las coronas. Acompaña la imagen de cada tramo de corona feteado. En círculo amarillo se ubica la posición de cortes delgados, en círculo azul se ubica el tramo con petrofísica efectuada en la década del 60' y en círculo rojo petrofísica efectuada en el año 2021.

y la sección superior (A-E) se caracteriza por poseer mayor contenido carbonático, con presencia de *packstone* bioclástico, *grainstone* oolítico, *wackestone* y fangolitas.

Para este trabajo se seleccionaron 2 intervalos de la sección basal de la Formación Pozo D-129 correspondientes al tramo N y L (Fig. 12). Ambas muestras corresponden a areniscas conglomerádicas. Uno de los cortes delgados fue tomado en un sector cementado de la muestra (círculo amarillo en tramo N), mientras que el otro fue tomado en un sector con menor cantidad

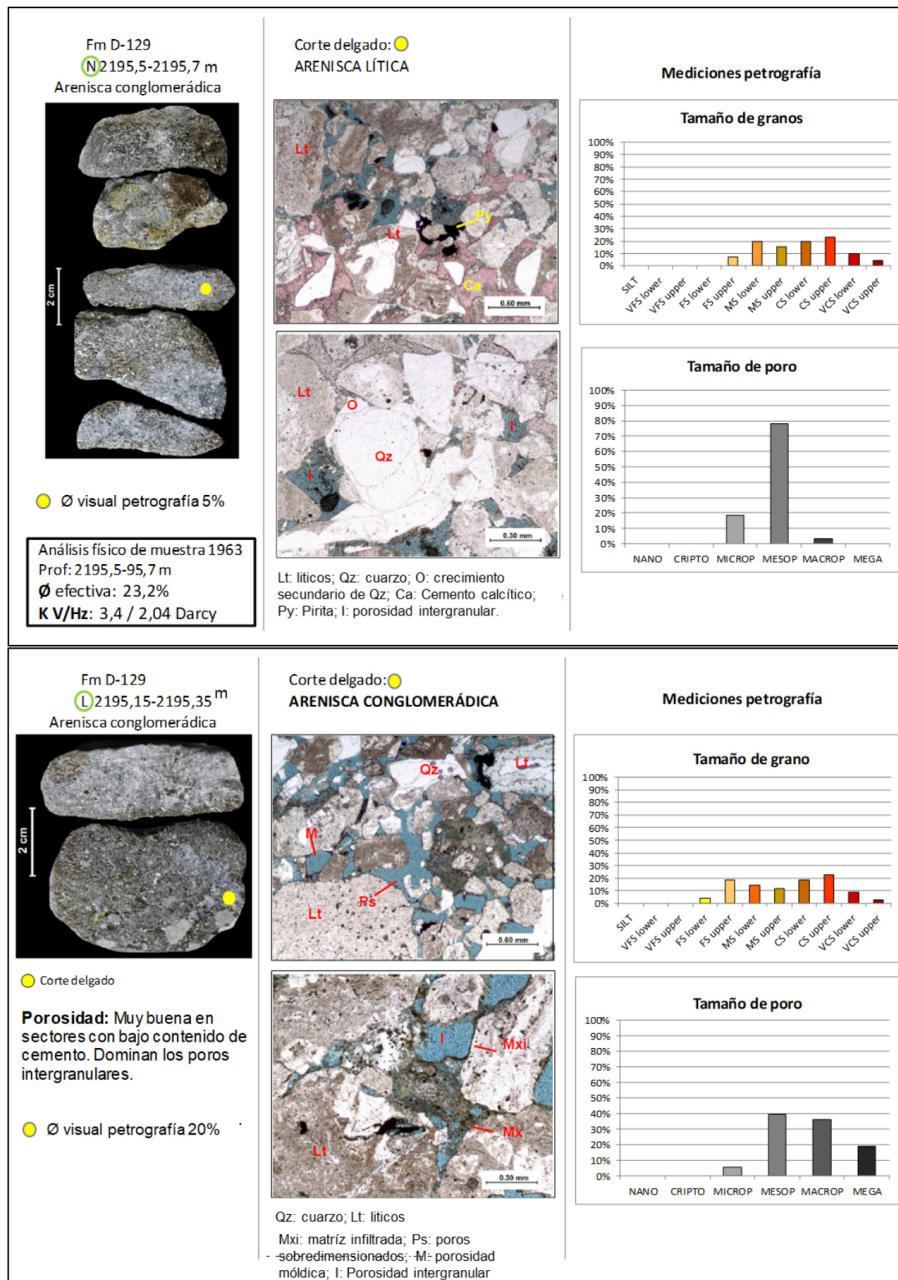


Figura 12. Sección arenosa basal de la Formación Pozo D-129 en pozo 2. De izquierda a derecha se observa fragmento de corona, corte delgado, y mediciones petrográficas. Arriba muestra correspondiente al intervalo N y abajo el intervalo L.

de cemento (círculo amarillo en tramo L). Los valores de porosidad visual petrográfica son de 5 y 20 % respectivamente. Según legajo se efectuó una medición petrofísica dentro del tramo N que arrojó como resultado una porosidad de 23% y una permeabilidad de entre 3 y 2 darcys. A pesar de las diferencias, no se descarta el valor ya que el grado y la distribución de los cementos es

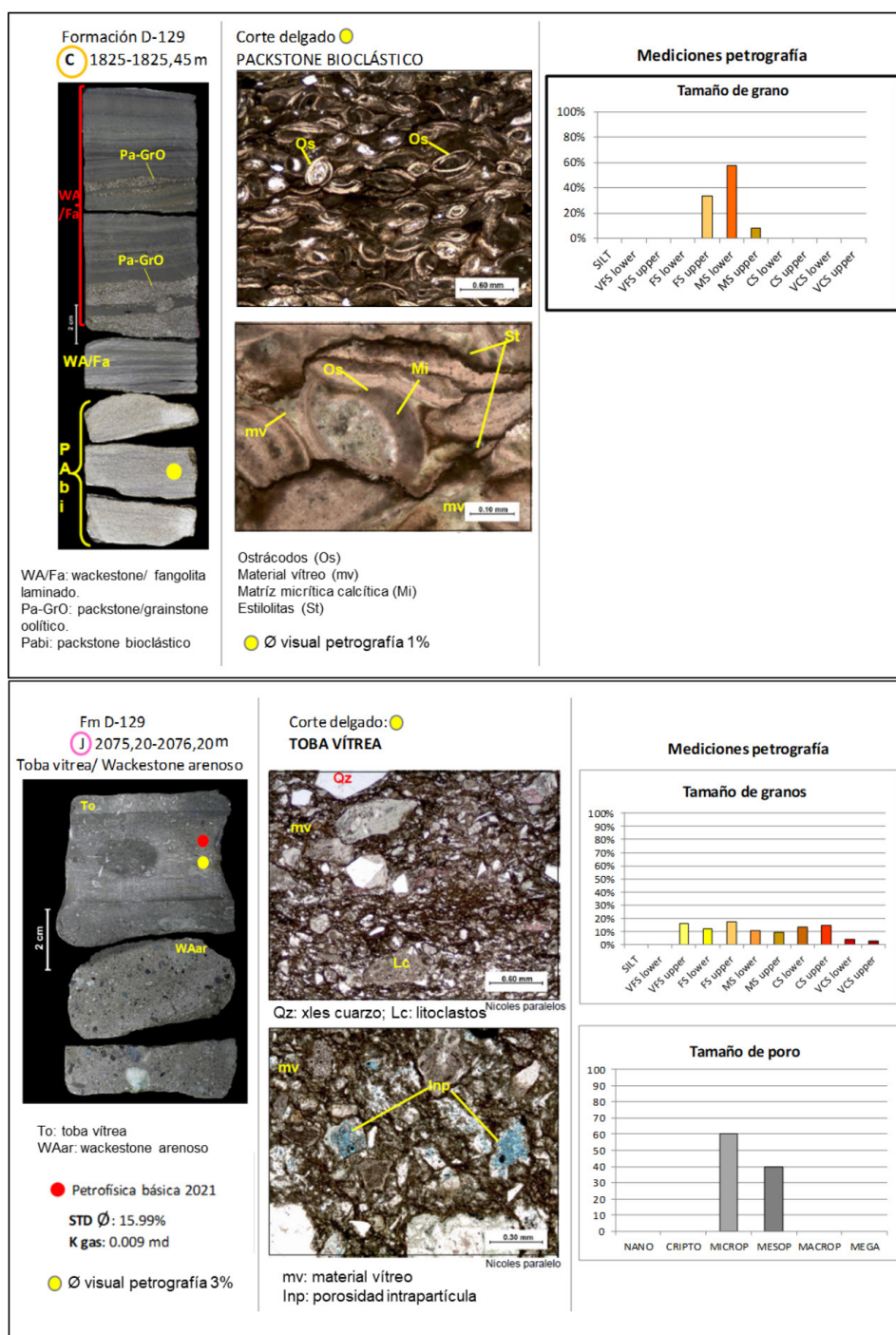


Figura 13. Sección predominantemente tobácea y carbonática de la Formación Pozo D-129. De izquierda a derecha se observa fragmento de corona, corte delgado, y mediciones petrográficas. Arriba muestra correspondiente al intervalo superior/media de Fm. Pozo D-129, arriba fragmento C y abajo el intervalo L.

heterogénea. En los casos más favorables, con escaso cemento, el tamaño de poro que predomina es de tipo mesoporo y con macroporos en forma subordinada.

Para ilustrar las características de reservorios presentes en las secciones media y superior de la Formación Pozo D-129 se pueden observar los fragmentos C y J en la Figura 13, donde en ambos casos el tamaño de grano es mucho menor que la sección basal. No obstante, el fragmento de la sección media (fragmento J) está conformado por litologías de toba vítrea intercaladas con wackestone, arenosos tiene valores de porosidad de aproximadamente 16% (valores obtenidos de petrofísica realizada recientemente) y por petrografía de 3%. Esta diferencia se debe a que predomina la microporosidad intrapartícula lo que dificulta su conteo en el microscopio. Los valores de permeabilidad están entre 2 y 3 magnitudes más bajas en comparación con la Formación Pozo D-129 basal. El fragmento C de la sección superior de composición carbonática no posee características favorables de reservorio.

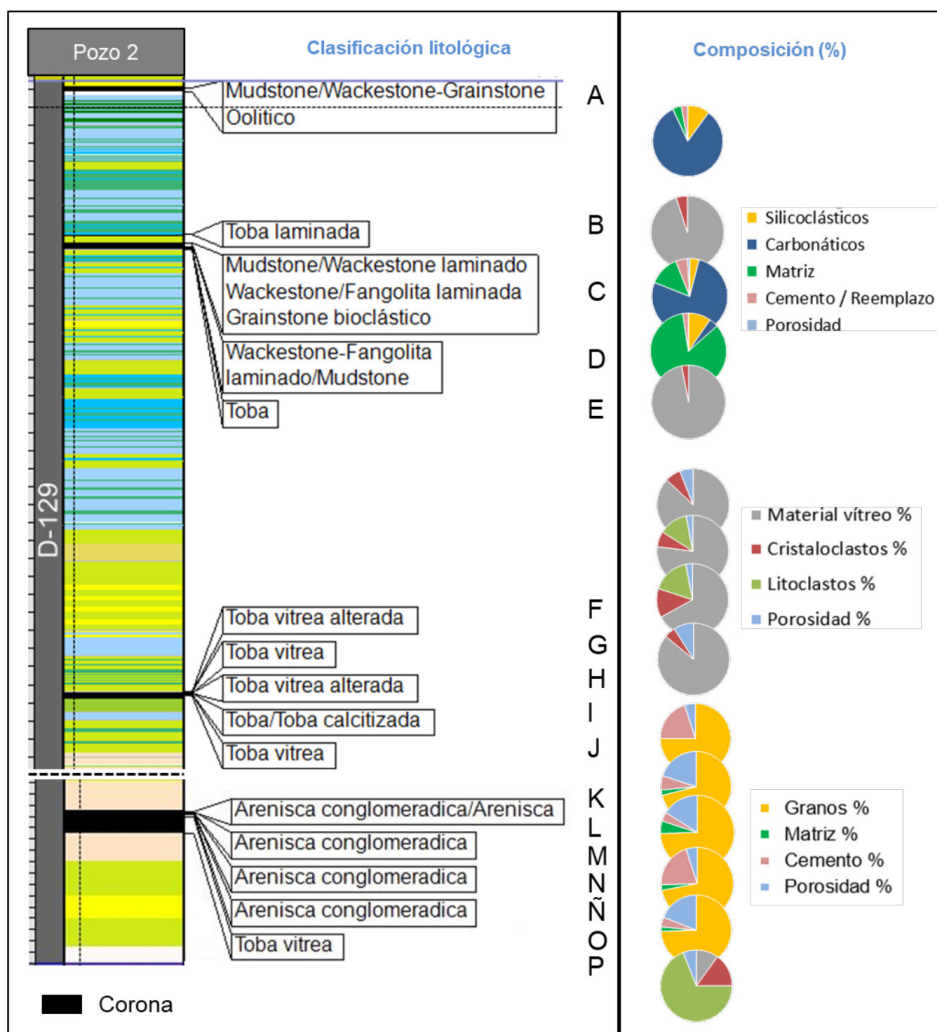


Figura 14. Pozo 2, Formación Pozo D-129, con ubicación de los tramos de corona de la letra A a la letra P y su composición expresada en porcentaje en gráfico tipo torta.

En la Figura 14 se observa la distribución litológica vertical a partir de la composición porcentual de cada muestra analizada en la corona del pozo 2. La sección basal, grano sostén, está compuesta por un 70-75% de granos silicoclásticos, luego le siguen el cemento y la porosidad. En este caso se puede decir que el aumento en el contenido de cemento va en detrimento con la porosidad. Se pudieron observar dos distribuciones marcadas, un grupo con porosidad por petrografía en el rango de 16 a 23% y otro de 5 a 9%.

La sección media está caracterizada por la presencia de material volcaniclástico vítreo que abarca entre un 60 y un 80% expresado como matriz. En este caso, los valores de porosidad medido por petrografía han sido de nulo a un máximo de 9%. Sin embargo, como se pudo corroborar en las mediciones petrofísicas, este valor en los cortes delgados estaría subestimado por la resolución de medición y conteo de poros.

Por último, la sección superior es la más heterogénea en cuanto a composición, pero comparativamente es la sección con mayor contenido de granos carbonáticos y menor porosidad de toda la unidad.

Si bien todas las secciones de la Formación Pozo D-129 del pozo 4 tiene al menos una medición petrofísica básica, la sección basal es la que cuenta con la mayor cantidad de mediciones. El intervalo analizado se encuentra entre 1500 y 1700 metros bajo boca de pozo más profundo que los intervalos litológicamente semejantes analizados en el pozo 2. En consecuencia, se observó una reducción considerable de las propiedades petrofísicas de reservorio para la Formación Pozo D-129. Siendo los valores promedios de porosidad del orden de 5% para la sección basal, 4% para la sección media y 2% para la sección superior; mientras que la permeabilidad al gas es de 0.12, 0.27 y < 0.001 md para la sección basal, media y superior respectivamente. De este análisis se puede interpretar que se observa un deterioro en la calidad del reservorio por soterramiento hacia la posición del pozo 4 ubicado aproximadamente a 24 Km al sur del pozo 2, comportándose como un *tight*.

CONCLUSIONES

- La Formación Pozo D-129 en el área de estudio del Flanco Norte de la CGSJ se encuentra subexplorada, siendo escasos los sondeos que la atraviesan en su totalidad.
- Se definieron 3 secuencias para la Formación Pozo D-129. Una sección basal netamente silicoclástica. De norte y sur se observan diferencias en el tamaño de grano y en los procesos deposicionales predominantes, siendo más gruesa, submadura texturalmente y de baja madurez composicional en el sector de borde de cuenca ubicado al norte (pozos 1 y 2); gradando hacia facies de arenas medianas-finas de mejor selección textural y madurez composicional (pozo 4) hasta facies finas dominadas por procesos de decantación y preservación de materia orgánica en el centro de cuenca (pozo 5). Luego una sección media que registra en toda el área de estudio un aumento progresivo del contenido tobáceo, depositación de tobas vítreas, tobas

arenosas y areniscas tobáceas. La sección superior no presenta grandes variaciones litológicas, conformada por una secuencia heterolítica con depósitos de rocas carbonáticas en borde de cuenca y de facies pelíticas que aumentan progresivamente su contenido en % COT hacia la superficie de máxima inundación del lago de la Fm. Pozo D-129.

- Las variaciones de proporción de finos de norte a sur se observan en la sección basal y media. Para ambos casos se puede concluir que la tasa de sedimentación sin-tectónica y la actividad en las zonas de fallas regionales ha sido mayor en el sur que en el norte durante la depositación de los dos miembros inferiores de la Formación Pozo D-129.
- Los lineamientos regionales se orientan preferencialmente de ONO-ESE. A partir del análisis de atributos sísmicos se confirma el desarrollo de un sistema fluvial axial con un colector principal oeste-este y tributarios norte - sur para la sección basal, limitado al norte y al sur por los lineamientos de Escalante y El Trébol respectivamente. En contraste, la dirección de los geocuerpos canalizados para la sección media y superior son NNO-SSE.
- En base al contenido de %COT se destacan dos secuencias potencialmente generadoras principales. La superior que se encuentra comprobada y tiene una extensión regional a nivel de cuenca, y la inferior que fue perforada por pocos sondeos (pozo 5), y cuya potencia y calidad le otorgan una gran potencialidad aún no estudiada en profundidad.
- En cuanto a las facies de roca reservorio estudiadas petrográfica y petrofísicamente dentro de la Fm. Pozo D-129, se concluye que la sección basal podría presentar un alto potencial como reservorio, pero que la limitación principal se halla en la profundidad máxima de soterramiento que pudo haber alcanzado. Esto genera una disminución que va de 1 a 3 órdenes de magnitud en las propiedades petrofísicas (porosidades y permeabilidades). También es preciso comprender la distribución de cementos no-homogénea en las facies reservorio que se encuentran más someras que podría actuar como barreras para los hidrocarburos.
- En base a las observaciones e interpretaciones del intervalo basal tanto a nivel de roca generadora en centro de cuenca (pozo 5) como a nivel de reservorios observados al norte, se identifica una nueva oportunidad exploratoria que merece ser estudiada en mayor profundidad. Esto permitirá comprender la extensión y calidad de la roca madre, distribución areal de los reservorios, su heterogeneidad y los efectos que influyen en su calidad petrofísica.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen especialmente a YPF S.A. por autorizar la difusión de los resultados y a nuestros colegas que a través de discusiones e intercambio cotidiano nutren con su experiencia y conocimiento los modelos geológicos aquí propuestos.

REFERENCIAS CITADAS

- Basile, Y.A., Utgé, S.M., Martínez Cal, V. y Ponce, C., 2014. Avances en el conocimiento sobre la capacidad generadora de la Fm. Pozo D-129: aspectos litológicos y geoquímicos. Cuenca del Golfo San Jorge, Argentina. IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Actas 1: 265-285, Mendoza.
- Figari, E.G., Strelkov, E., Cid De La Paz, M., Celaya, J., Laffitte, G. y Villar, H., 2002. Cuenca del Golfo San Jorge: Síntesis Estructural, Estratigráfica y Geoquímica. En Haller, M. (ed.), Relatorio del XV Congreso Geológico Argentino, Geología y Recursos Naturales de la Provincia de Chubut, III-1, p. 571-601, Calafate.
- Figari, E.G., Hechem, J., Continanzia, M.J., Gavarrino, A., Urrez, N. y Garica, D. 2021. Cuencas hidrocarbúferas, sus sistemas petroleros y principales yacimientos. En Giacosa R. (ed.), Relatorio del XXI Congreso Geológico Argentino, Geología y Recursos Naturales de la Provincia de Chubut, Capítulo F.2, p. 1416-1448.
- Hechem, J.J. y Strelkov, E.E., 2002. Secuencia sedimentaria mesozoica del Golfo San Jorge. In: Haller, J.M. (Ed.), Geología y recursos Naturales de Santa Cruz. XV Congreso Geológico Argentino, vol. 1, p.129-147, Buenos Aires, Argentina.
- López Angriman A., Zarpellón, C., Mussel, F. y Cohen, M., 2014. Modelo Paleogeográfico de la Sección Superior de la Formación Pozo D-129. Su aplicación al desarrollo de reservas en la cuenca del Golfo San Jorge, Argentina. IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Actas 1: 489-510. Mendoza.
- Utgé, S.M., Martínez Cal, V., Basile, Y.A. y Ponce, C., 2014. Evaluación del Potencial de la Formación Pozo D-129 como Reservorio No Convencional Shale Gas/Oil. IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Simposio de Recursos No Convencionales: Ampliando el Horizonte Energético, Actas: 117-135. Mendoza.

