

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

Alejandro López Angriman¹, Cecilia Zarpellón¹, Francisco Mussel¹, Marcos Cohen¹

1: Pan American Energy LLC

alopezangriman@pan-energy.com, czarpellon@pan-energy.com, fmussel@pan-energy.com, mcohen@pan-energy.com

Palabras clave: Formación Pozo D-129, modelo paleogeográfico, reservorios de gas, talud lacustre

ABSTRACT

Pozo D-129 Formation Paleogeographic model. Its application to reserves development in Golfo San Jorge Basin, Argentina

A regional paleogeographic model for the upper section of the Pozo D-129 Fm based on the interpretation of 2D/3D seismic data, well logs and rock samples was generated. Detailed characterization of this model in the Cerro Dragón area led to the discovery of gas reservoirs which have produced 254,7 bcf of gas ($7.212 \times 10^6 \text{ m}^3$) and have proven reserves as of Dec-13 of 332,0 bcf ($9.402 \times 10^6 \text{ m}^3$) of gas. This has set the Cuenca del Golfo San Jorge as the third gas productive basin in Argentina.

Detailed interpretation of isopach time maps, analysis of seismic attributes and character of the seismic data together with the paleoenvironmental interpretation from well information allowed the identification of proximal shelf, slope and distal lake deposits. Thicker fan-shaped slope deposits are where reservoirs develop. Reservoirs are seismically characterized by high amplitude, low acoustic impedance and with Type IV AVO and in logs by high GR, high effective porosity -up to 30%- and where VP/VS ratio distinguishes between gas and water zones. Wells drilled in these thicker sections showed a succession of amalgamated tuffaceous sandstones, sandy tuffs and tuffs in a 25 to 30 m upward increasing porosity arrangement repeated up to 4 times and separated by very fine tuffs with ostracods. These deposits are interpreted as the aggradation of dilute flows bringing sediments in from the shelf. Traps are structural - Tres Picos D-129, Valle Martín D-129 and Coirón Fields - or stratigraphic - Trahuil Field - with vertical seal being the basal section of the Mina del Carmen Fm and lateral seal low permeability background facies of the Pozo D-129 Fm.

INTRODUCCIÓN

La Fm Pozo D-129 (Lesta 1968) constituye la principal roca generadora de la Cuenca del Golfo San Jorge (Figari *et al.* 1999; Jalfin *et al.* 2002; Sylwan *et al.* 2008; entre otros), la que, actualmente, produce el 47% del petróleo y registra más del 60% de las reservas comprobadas de petróleo en Argentina.

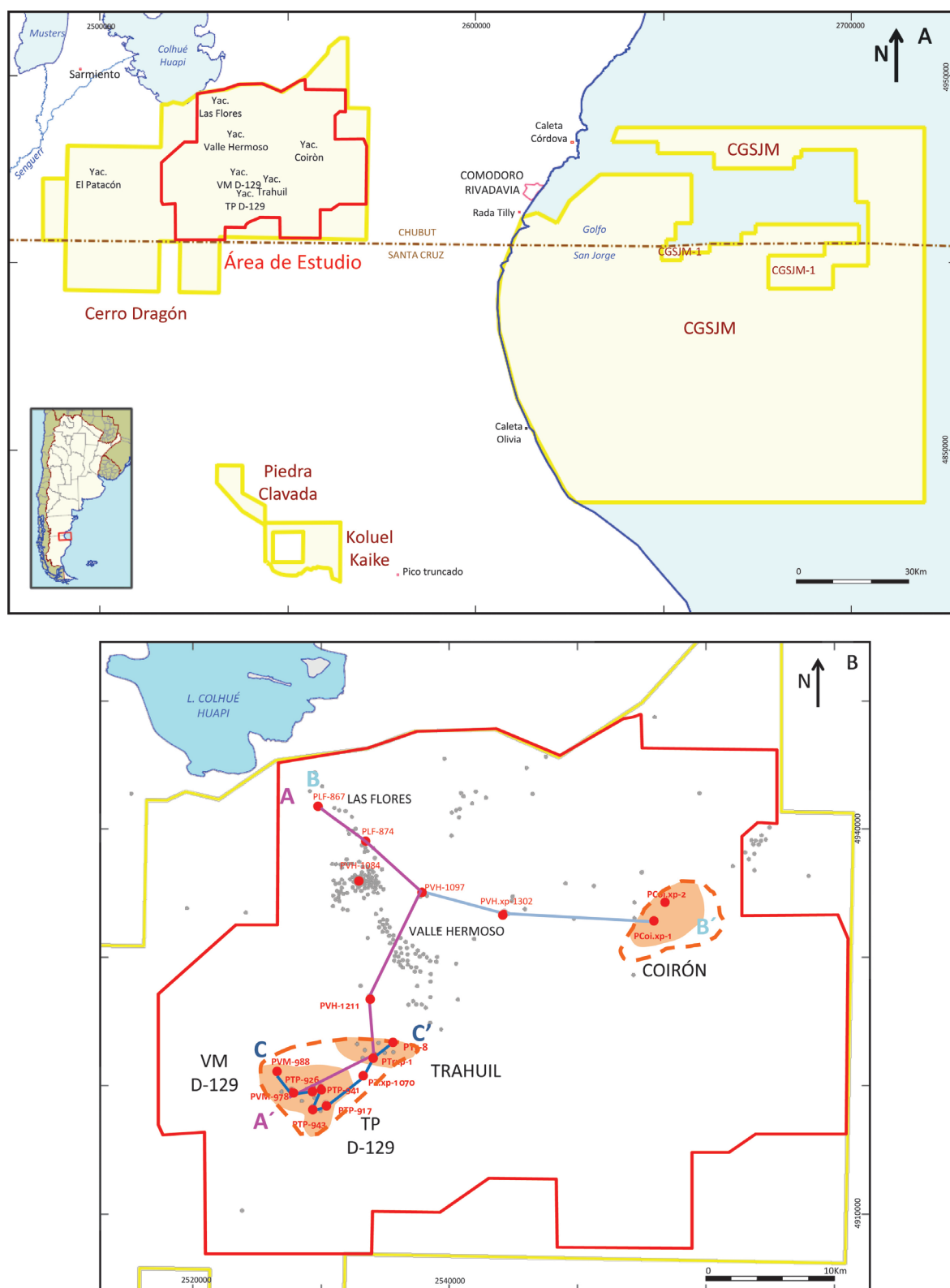


Figura 1. Mapa de ubicación. A) Área de estudio y yacimientos mencionados. B) Pozos mencionados y trazas de cortes presentados en el trabajo. El área de estudio (en rojo) coincide con los límites del mega cubo oriental.

En este trabajo se propone un modelo paleogeográfico para la sección superior de la Fm Pozo D-129 en el sector oriental del área de Cerro Dragón (Figura 1). Este modelo ha sido construido en base a información sísmica 2D/3D a escala regional, a más de 100 pozos perforados en el área de Cerro Dragón y a pozos ubicados en el flanco sur, en el centro de cuenca y en el sector costa afuera.

La utilización de este modelo paleogeográfico permitió identificar y probar zonas con presencia de rocas reservorio. La exploración basada en este modelo ha resultado en el descubrimiento, desde el año 2005, de 586,7 bcf de gas ($16.614 \times 10^6 \text{ m}^3$), correspondientes a los yacimientos Tres Picos D-129 (TP D-129), Valle Martín D-129 (VM D-129), Coirón y Trahuil (Figura 1). Estos campos han producido a diciembre de 2013 254,7 bcf de gas ($7.212 \times 10^6 \text{ m}^3$), posicionando a la cuenca de Golfo San Jorge como la tercera región productora de gas en la Argentina.

Los depósitos de la Fm Pozo D-129 caracterizan a la etapa de sag temprana de la Cuenca del Golfo San Jorge (Fitzgerald *et al.* 1990). De acuerdo a la información sísmica y de pozos analizada en un contexto regional, la Fm Pozo D-129 puede ser subdividida en 3 secciones (Figura 3), cada una de ellas con características propias. Los depósitos de la sección inferior se desarrollan asociados a depocentros aislados fuertemente controlados por los hemigrábenes Neocomianos. Este intervalo es interpretado casi exclusivamente en base a la información de sísmica, ya que es escasa la información directa obtenida por pozos y la misma está concentrada en los bordes de la cuenca. La sección media se caracteriza por un aparente equilibrio entre el espacio de acomodación

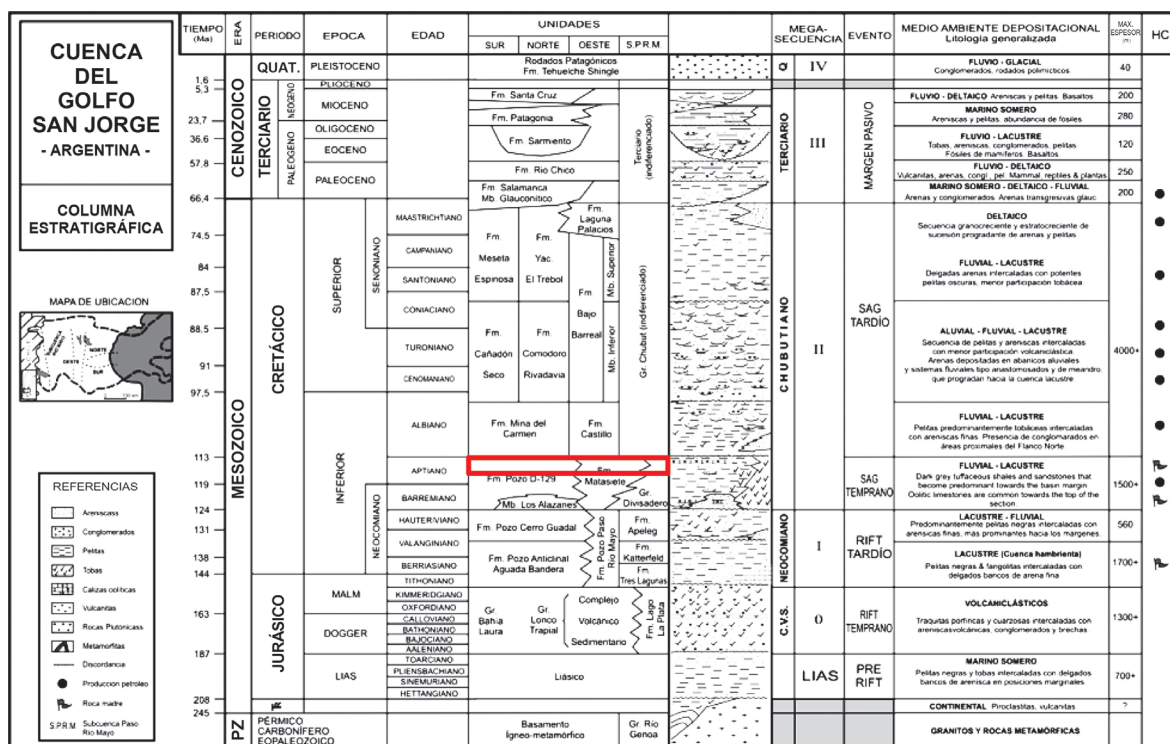


Figura 2. Columna Estratigráfica de la Cuenca del Golfo San Jorge (tomada de Sylwan *et al.* 2011). En rojo se destaca la sección estudiada en este trabajo.

de sedimentos disponible y la tasa de sedimentación. Los depocentros descriptos anteriormente han evolucionado mostrando una mayor conexión, pero aún no se han integrado en su totalidad. Sísmicamente se muestra como un intervalo continuo, uniforme y concordante. La mayoría de los pozos que han atravesado esta sección muestran areniscas tobáceas intercaladas con niveles de calizas. La sección superior asignada al Aptiano (Figari *et al.* 1999; Sylwan *et al.* 2008), y objetivo de este trabajo (Figura 2), muestra un aumento en el volumen de aporte de sedimentos, especialmente de material tobáceo, el cual superaría el espacio de acomodación disponible, dando lugar a procesos de agradación vertical. Para esta sección los depocentros se hallan mayoritariamente integrados, con su principal desarrollo ubicado al Sureste del área de estudio y en el sector occidental del bloque CGSJM.

MODELO PALEOGEOGRÁFICO

El área de Cerro Dragón (Figura 1) comprende 3480 km² de superficie y se encuentra cubierta en su totalidad por sísmica 3D. Las adquisiciones sísmicas fueron realizadas en distintas etapas, desde el año 1996 al 2006, y presentan parámetros de adquisición propios en cada zona. Durante el año 2007 se realizó un reprocesamiento generando dos mega cubos, uno oriental y otro occidental.

Sobre el mega cubo oriental (Figura 1) se interpretaron de manera detallada para la Fm Pozo D-129 diez niveles, de los cuales cuatro pertenecen a la sección superior y los restantes caracterizan a las secciones media e inferior (Figura 3). Asimismo, se realizó la interpretación de horizontes sísmicos para el Complejo Volcánico Sedimentario, el Neocomiano, y las formaciones Mina del Carmen y Comodoro Rivadavia.

A partir de la interpretación sísmica realizada y calibrada con los pozos se confeccionaron mapas de isoespesor en tiempo para cada intervalo analizado. Estos mapas, conjuntamente con la interpretación paleoambiental de los pozos, análisis de atributos y carácter sísmico, dan como resultado el modelo paleogeográfico presentado en este trabajo.

En la Figura 4 se muestra el mapa de isoespesor en tiempo para la sección superior de la Fm Pozo D-129 en el sector oriental del Área Cerro Dragón. En el mismo pueden reconocerse dos zonas de mayor espesor, separadas entre sí aproximadamente 30 km; dichos engrosamientos se corresponden con importantes acumulaciones de areniscas tobáceas que constituyen los principales reservorios productivos de los yacimientos TP D-129, VM D-129 y Trahuil en el sector Oeste y el Yacimiento Coirón en el sector Este de dicha figura.

Inmediatamente al Norte de estos depósitos y a partir de la información sísmica es posible, en algunos sectores del área, distinguir un quiebre en la pendiente (Figura 3). Este cambio de pendiente es interpretado como un talud, zona de transición entre la plataforma y la parte más profunda del lago. Mediante mapas de atributos sísmicos se extrapola su interpretación a zonas donde no es tan clara su identificación.

Contrariamente, hacia el Sur y Sureste de dichos engrosamientos el intervalo se hace unifor-

me en espesor. Esta zona se interpreta como el sector lacustre profundo, presentando a partir de ahí una suave y monótona pendiente hacia el centro de cuenca.

Para la zona al Norte del quiebre de talud interpretado, donde se cuenta con mayor información de pozos (Figura 5), los moderados engrosamientos locales observados en el Yacimiento Las Flores, son asociados a la acumulación de sedimentos correspondientes a procesos propios de un ambiente deltaico próximo a la línea de costa del lago (Figuras 4 y 5), y similares a los descriptos en otros sectores de la cuenca (Jalfin *et al.* 2003; Aguiar *et al.* 2013; Iovine *et al.* 2013).

Inmediatamente hacia el Sur, en el Yacimiento Valle Hermoso, y en dirección al depocentro principal, siempre al Norte de la línea interpretada como el quiebre del talud, se reconoce una franja caracterizada por la uniformidad en el espesor y de suave pendiente regional que se interpreta como una estrecha plataforma o planicie subácuea del sistema lacustre.

Cada uno de los subambientes descriptos presenta litologías y arreglos de facies distintivos. Los ambientes fluviales y subaéreos han sido documentados en el Yacimiento El Patacón, ubicado en el sector Noroeste del mega cubo occidental. En este yacimiento se encuentran representadas las asociaciones de facies más proximales del sistema, compuestas por arcillitas tobáceas rojizas y fangolitas castaño oscuras intercaladas con escasos niveles de tobas arenosas, posiblemente representando la transición entre la Fm Pozo D-129 y la Fm Matasiete.

El ambiente lacustre proximal, cercano a la línea de costa, ha sido perforado por numerosos pozos ubicados en el Yacimiento Las Flores. Estos sondeos presentan una sección compuesta por limoarcillitas tobáceas castaño oscuras a gris oscuras y negras, intercaladas con areniscas tobáceas, tobas arenosas, escasas arcillitas gris verdosas portadoras de ostrácodos y una participación variable de calizas oolíticas. Los cuerpos arenosos se agrupan en electrofacies cilíndricas o de arreglo granodecreciente de 3 a 5 m de espesor con porosidades efectivas promedio que varían entre 10 y 14% (Figura 5). El ambiente de plataforma proximal a distal ha sido caracterizado en el Yacimiento Valle Hermoso, donde los pozos han atravesado en esta sección limolitas grises intercaladas con delgados niveles de areniscas tobáceas y más abundantes niveles de calizas oolíticas. La corona del pozo PVH-1084 describe flujos tractivos distales, eventos de decantación y eventos piroclásticos distales. El pozo PVH-1211 presenta en el techo una espesa sección de más de 70 m de calizas arenosas y oolíticas con intercalaciones de limoarcillitas que pasan a tobas arenosas intercaladas con calizas arenosas, oolíticas y limoarcillitas tobáceas hacia el fondo del pozo. Los cuerpos arenosos se identifican en electrofacies de arreglo granodecreciente de 1 a 3 m de espesor y con porosidades promedio que varían entre 12 a 14% (Figura 5).

Localizadas al pie del talud, las acumulaciones areno-tobáceas de los yacimientos TP D-129, VM D-129, Trahuil y Coirón, muestran espesas amalgamaciones de tobas y areniscas tobáceas gris verdosas en arreglos poro crecientes de 25 a 30 m de espesor y con porosidades efectivas promedio entre 20 y 30% (Figura 6). Estos ciclos de agradación pueden repetirse entre 3 y 4 veces y están separados por intervalos de tobas gris verdosas muy finas portadoras de ostrácodos. Las coronas

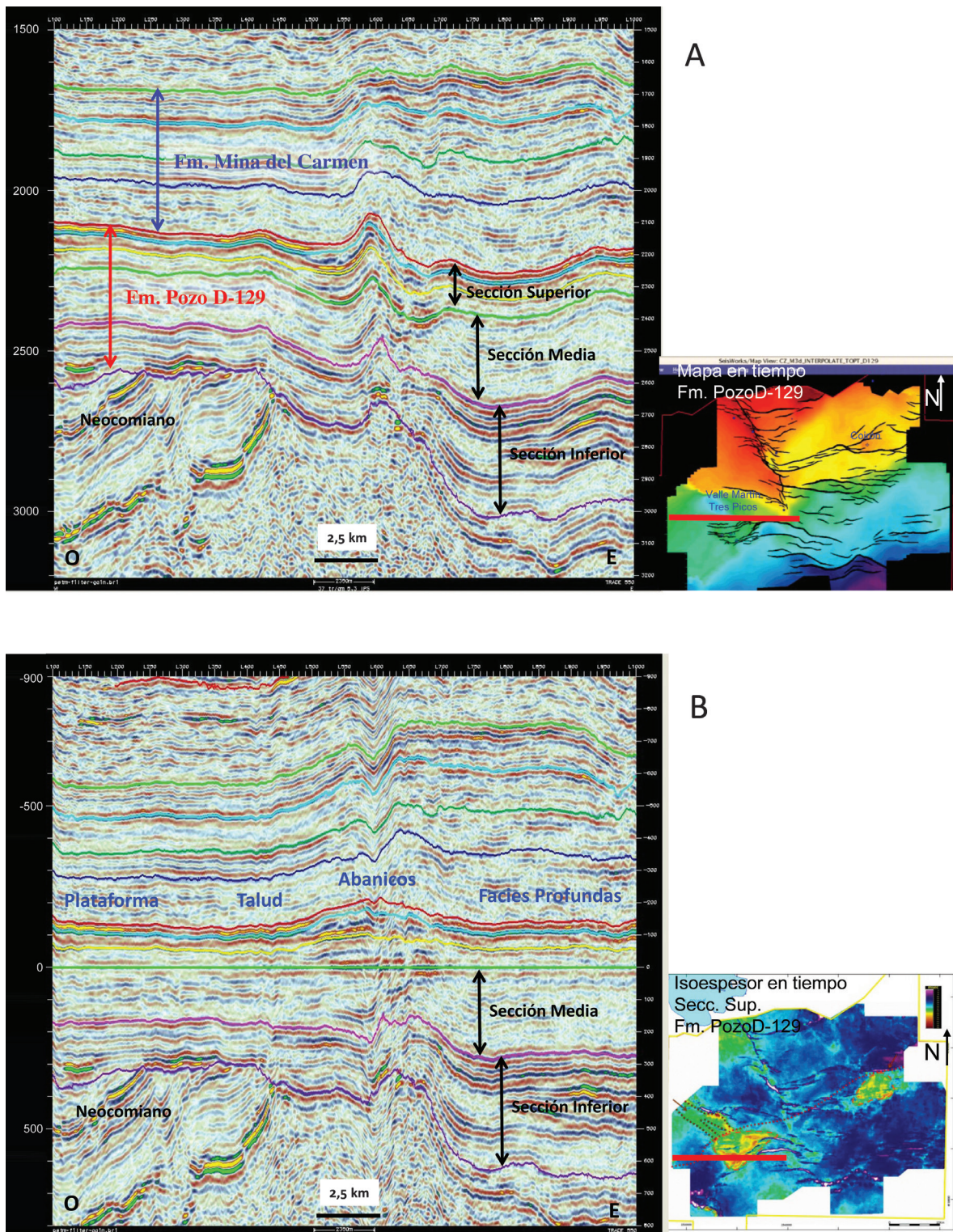


Figura 3. Secciones sísmicas (PSTM) O-E en las que puede observarse el carácter sísmico de cada una de las tres secciones en las que fue subdividida la Fm Pozo D-129. A) sección normal. B) sección horizontalizada a la base de la sección superior de la Fm Pozo D-129. Puede observarse el engrosamiento asociado a la presencia de depósitos de agradación vertical (abanicos).

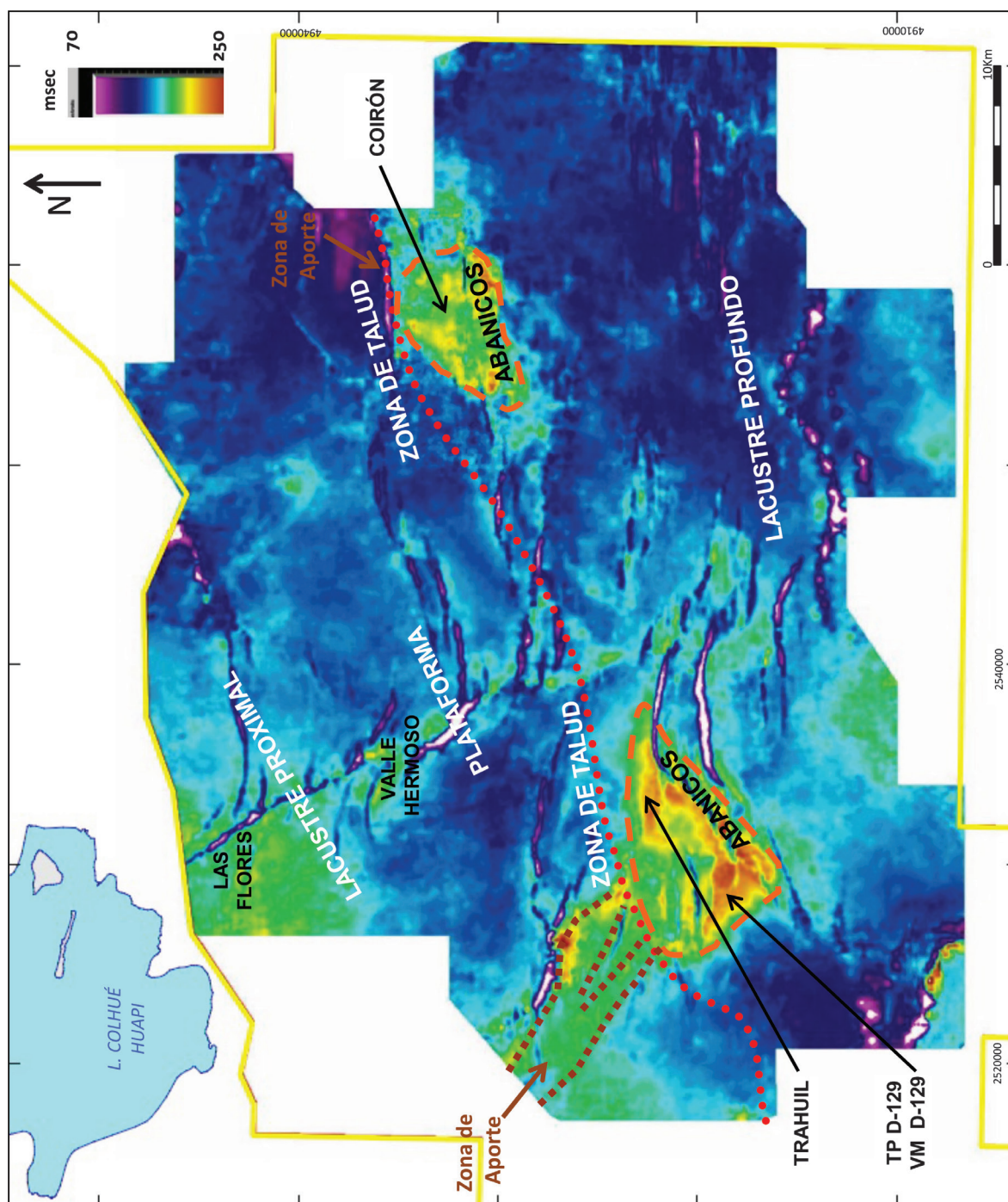


Figura 4. Mapa de isocresor en tiempo para la sección superior de la Fm Pozo D-129 con la interpretación paleogeográfica sobreimpuesta.

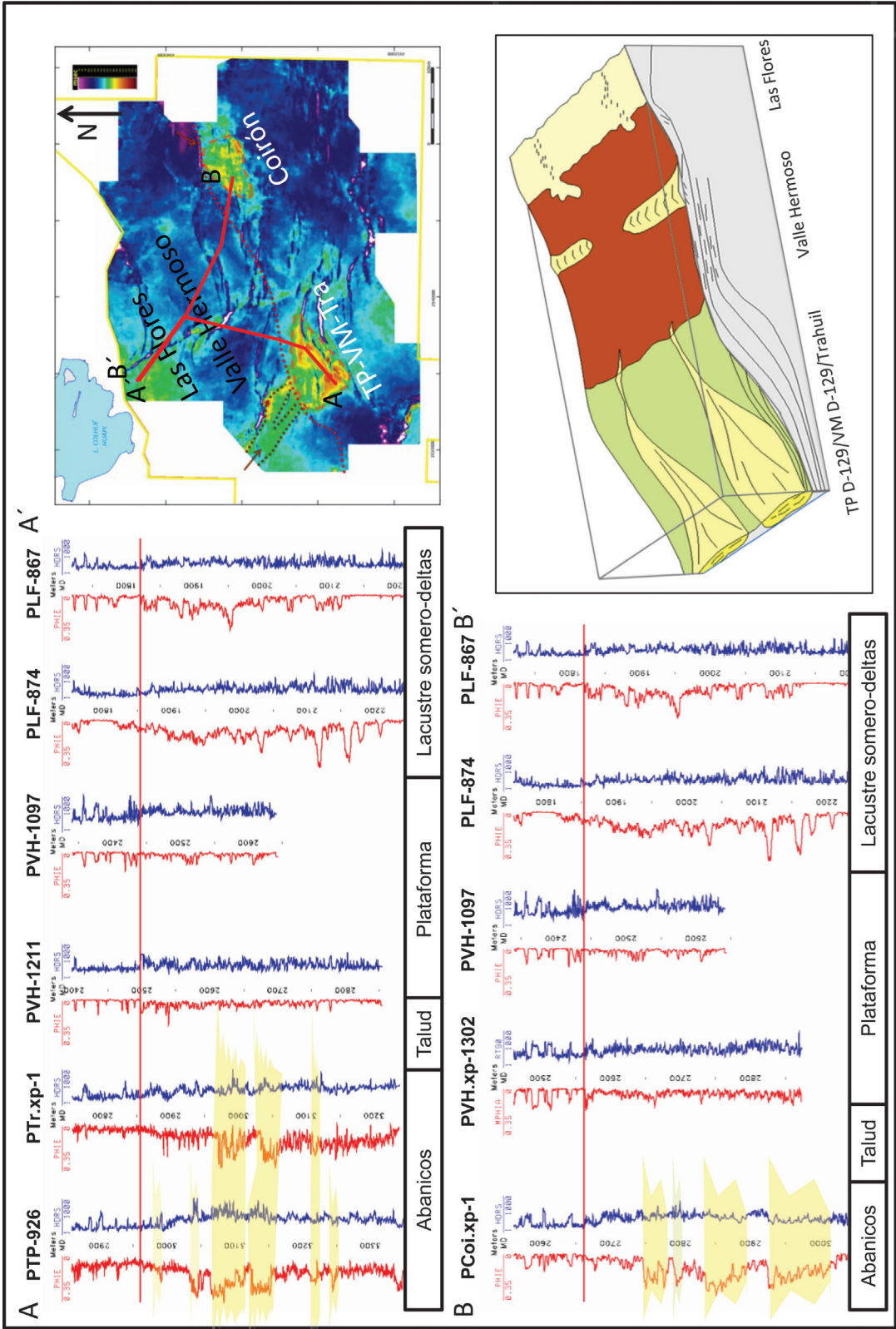


Figura 5. Secciones estratigráficas A-A' y B-B' mostrando la respuesta en los pozos de la porosidad (rojo) y de la resistividad (azul) de cada subambiente descripto para la sección superior de la Fm Pozo D-129. En amarillo se identifican los reservorios. Datum: techo Fm D-129. El block diagrama muestra el modelo de deposición conceptual (modificado de Brown and Fisher, 1977)

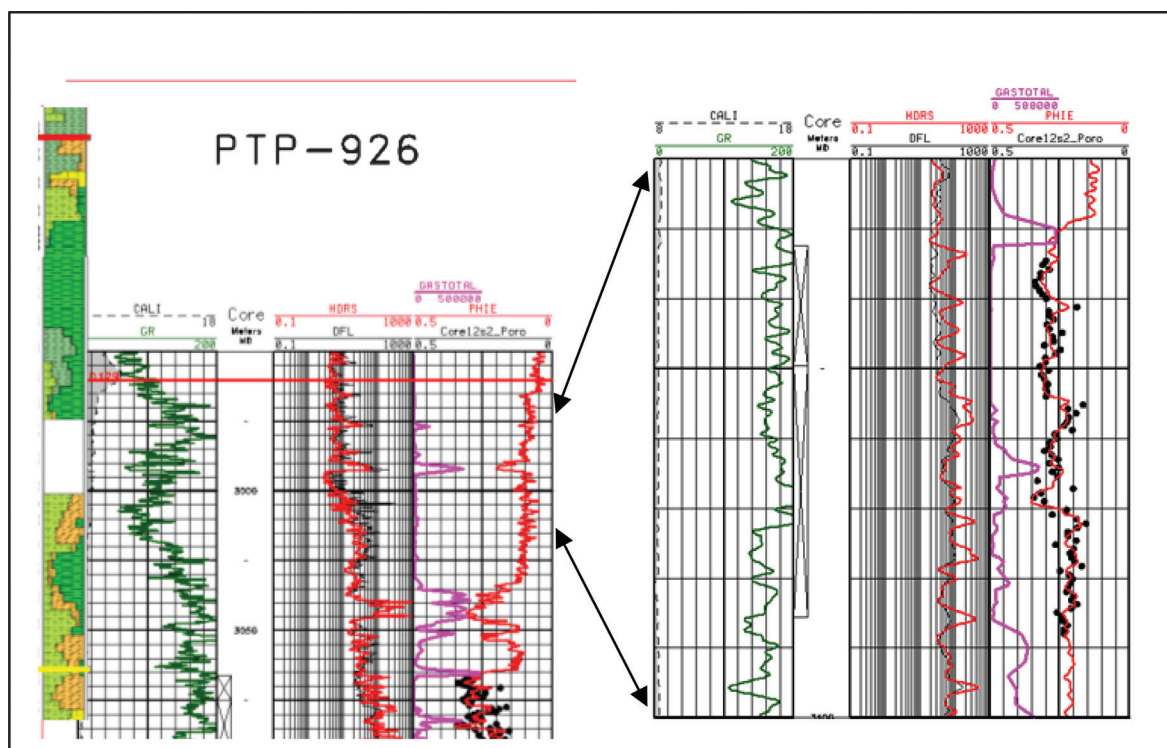


Figura 6. Calibración de la porosidad efectiva del pozo PTP-926 con datos de perfiles y coronas.

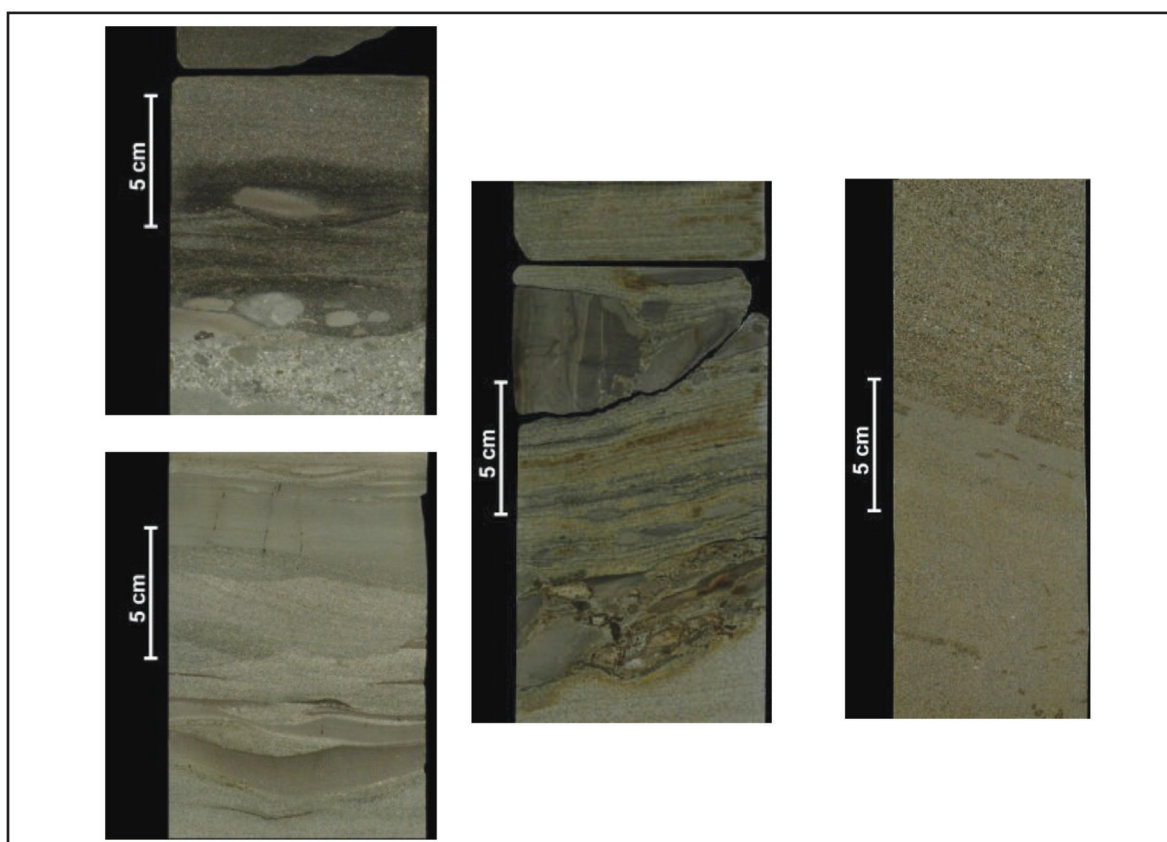


Figura 7. Fotografías de las coronas de los pozos PTP-926 (izquierda) y PCoi.xp-2 (centro y derecha) en las que se observan estructuras tractivas y estructuras con bases erosivas.

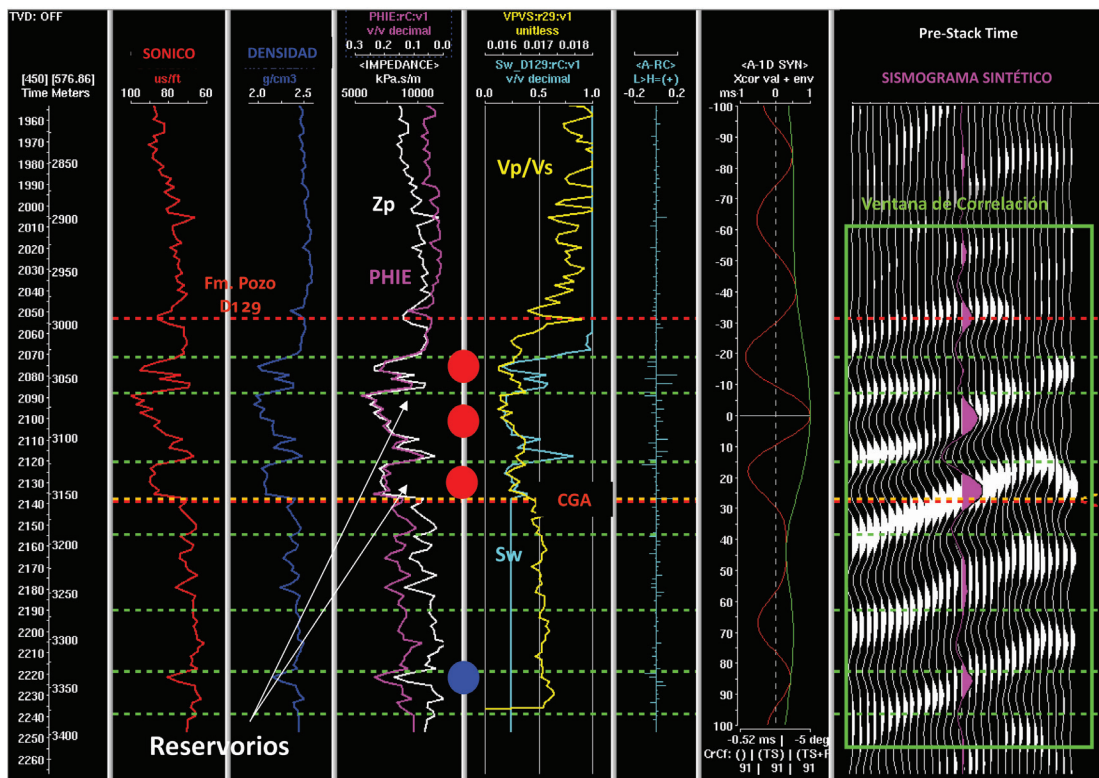


Figura 8. Calibración sísmica para el pozo PTP-926.

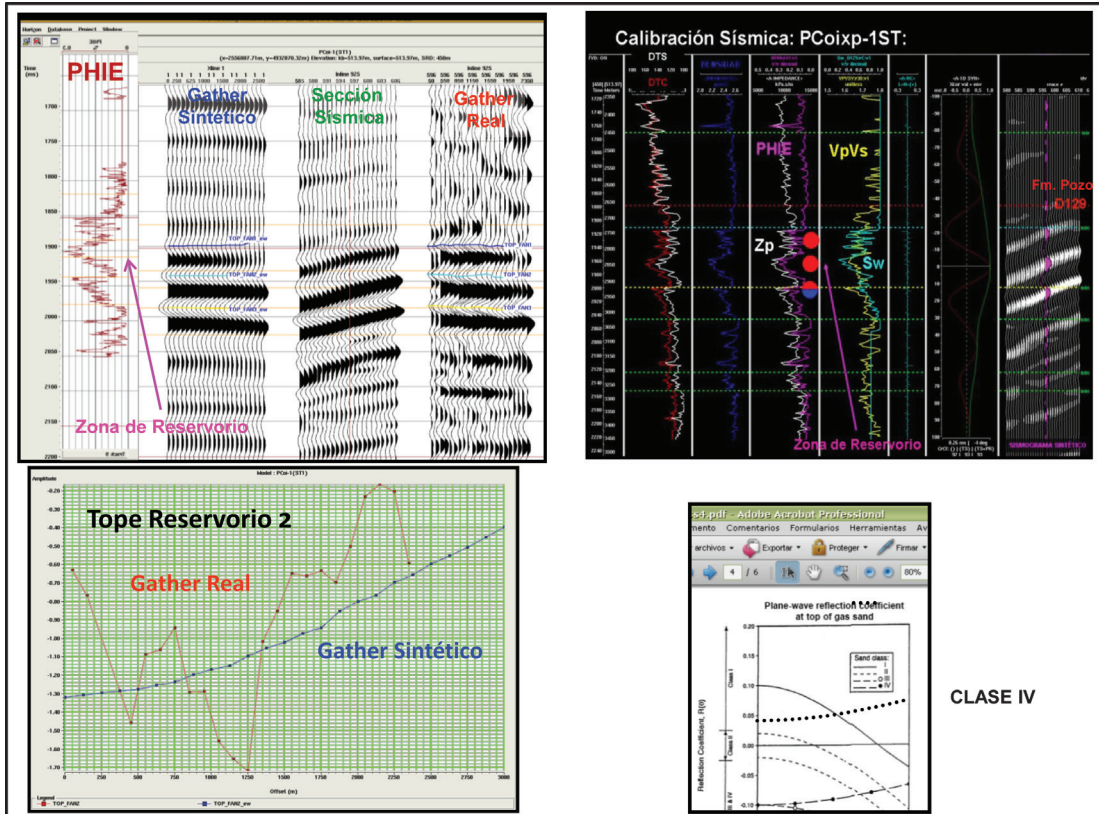


Figura 9. Modelado AVO para el pozo PCoi.xp-1, el cual presenta una respuesta de tipo Clase IV. En la calibración sísmica puede observarse la relación entre la curva Vp/Vs y la curva de saturación de agua.

obtenidas en el pozo PTP-926 muestran tobas y areniscas tobáceas medias a muy finas, en variados tonos de gris, en bancos de no más de 50 cm de espesor con múltiples estructuras erosivas tractivas (Figura 7), y su interpretación sedimentaria corresponde a depósitos de flujos diluidos en un ambiente lacustre. La integración con la información sísmica regional, la abundante presencia de estructuras sedimentarias tractivas que excluyen las óndulas de olas, la presencia de calizas oolíticas sólo en forma de intraclastos y el reconocimiento de ostrácodos, permite interpretar a estos depósitos como el resultado de la agradación de procesos gravitacionales, que transportaron sedimentos desde la plataforma lacustre hasta el pie del talud, tal vez desencadenados por la alta tasa de sedimentación volcániclastica registrada durante este período. Los datos aportados por las coronas obtenidas en el pozo PCoi.xp-2 (Figura 7) confirman esta interpretación.

CARACTERIZACIÓN Y ARQUITECTURA DE LOS DEPÓSITOS

La vinculación entre la información de pozo y la sísmica es muy buena, tal como puede verse en la calibración sísmica realizada en el Pozo PTP-926 (Figura 8). Los reservorios son de baja impedancia acústica y de acuerdo al modelado de AVO realizado en los pozos presentan una respuesta de tipo Clase IV (Figura 9). La relación V_p/V_s (velocidad ondas P/velocidad ondas S) puede utilizarse como indicativa de presencia de gas, siendo esta relación menor que en las capas con agua (Figura 9). En la sísmica *Full Stack* las zonas de reservorio con gas muestran alta amplitud, siendo ésta más indicativa de la presencia de reservorio que de fluido. Como puede verse en el mapa de amplitud obtenido para el intervalo de interés, las zonas de alta amplitud reflejan la geometría espacial de los depósitos, tanto para el de los yacimientos TP D-129, VM D-129 y Trahuil como para el del yacimiento Corión (Figura 10).

A partir de la información sísmica puede reconocerse el patrón geométrico del depósito, identificándose terminaciones laterales de los reflectores internos, que permiten interpretar sus límites y los del reservorio. Resulta muy útil visualizar la información sísmica horizontalizada al reflector que representa a la base del depósito, pudiendo reconocerse el carácter acrecional del mismo e interpretar los límites laterales gradando a asociaciones de facies lacustres más profundas en un sentido o a facies de plataforma en el otro (Figuras 11 y 12).

Se realizó un análisis de detalle de la arquitectura interna del depósito, mediante captura de geocuerpos sobre datos sísmicos invertidos (Figura 13) y conjuntamente con el análisis de atributos (Figura 14) se generaron mapas de facies para cada intervalo definido y correlacionado en los pozos (Figuras 15 y 16). Estos mapas de facies fueron la guía para extrapolar los parámetros petrofísicos y conformar la construcción de un modelo estático de reservorio. Este modelo ha alimentado la simulación numérica que se ha utilizado para guiar el desarrollo de las reservas de gas de estos reservorios.

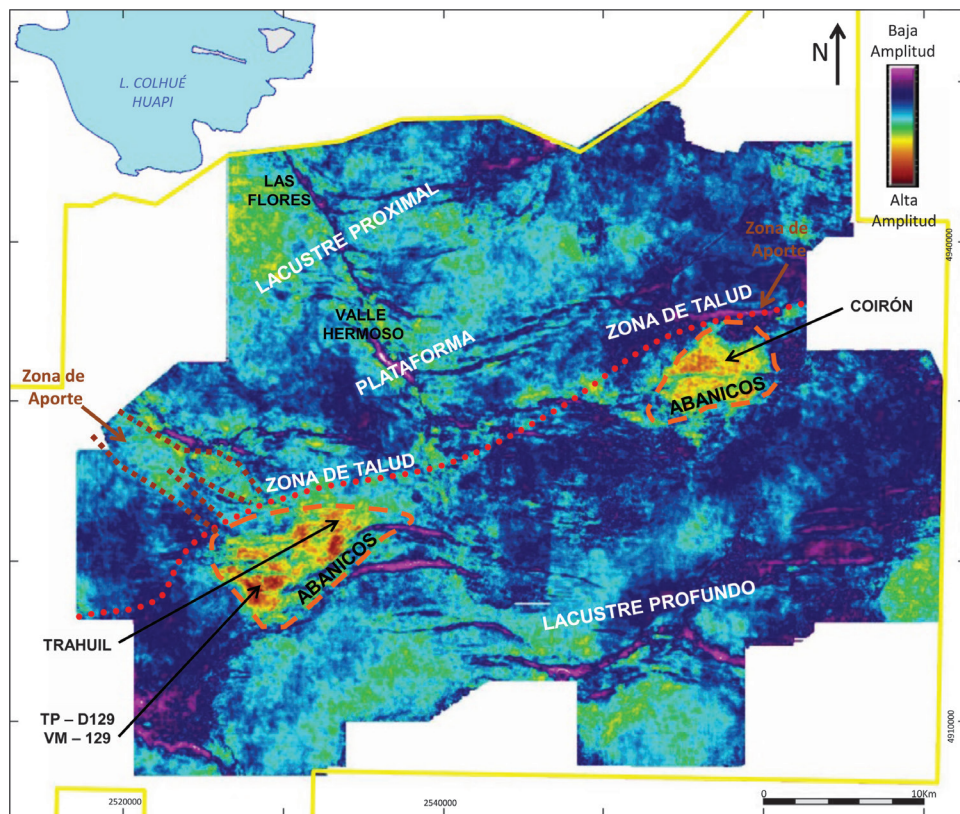


Figura 10. Mapa de amplitud del intervalo de interés. Se destacan las zonas de alta amplitud correspondientes a los reservorios de TP D-129, VM D-129 y Trahuil al oeste y de Coirón al Este.

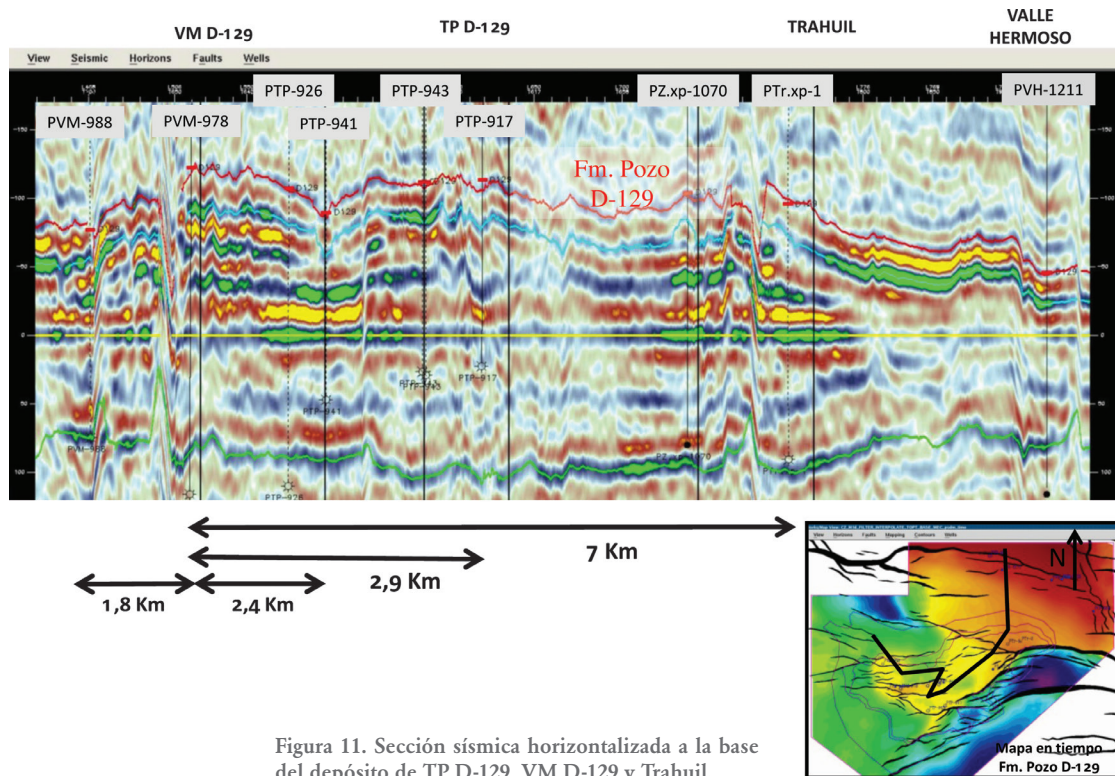


Figura 11. Sección sísmica horizontalizada a la base del depósito de TP D-129, VM D-129 y Trahuil.

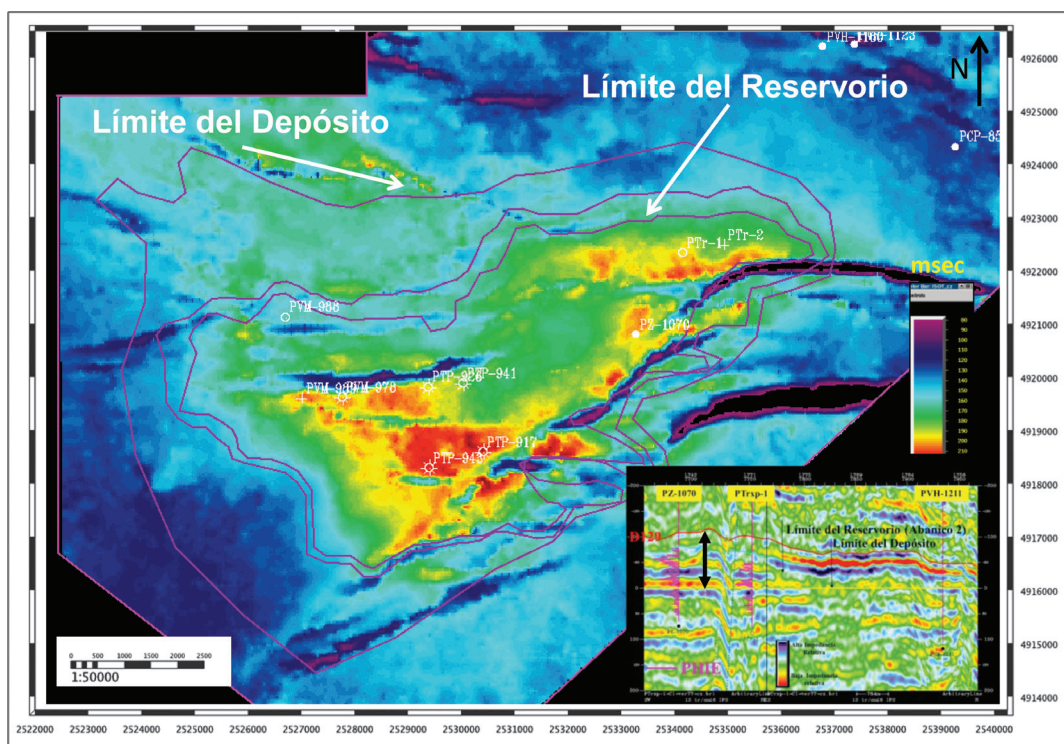


Figura 12. Mapa de isoespesor en tiempo correspondiente al depósito de TP D-129, VM D-129 y Trahuil mostrando los límites del depósito y del reservorio interpretados.

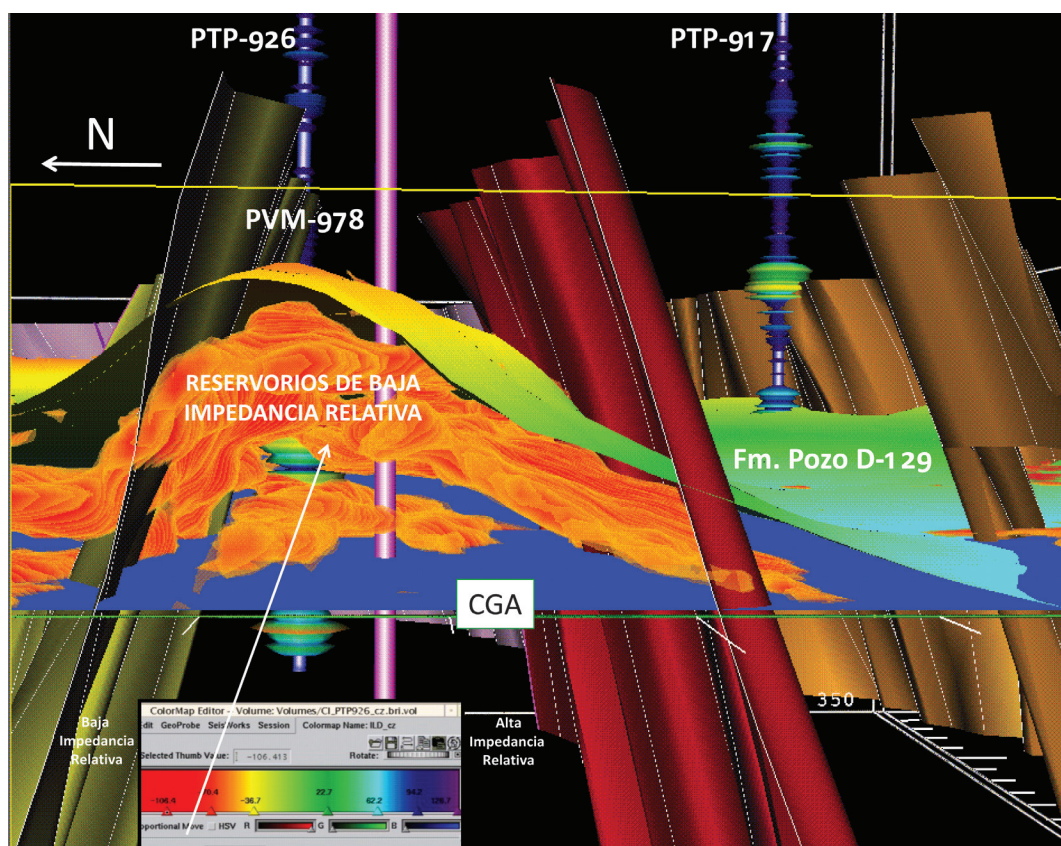


Figura 13. Captura de geocuerpos de baja impedancia relativa.

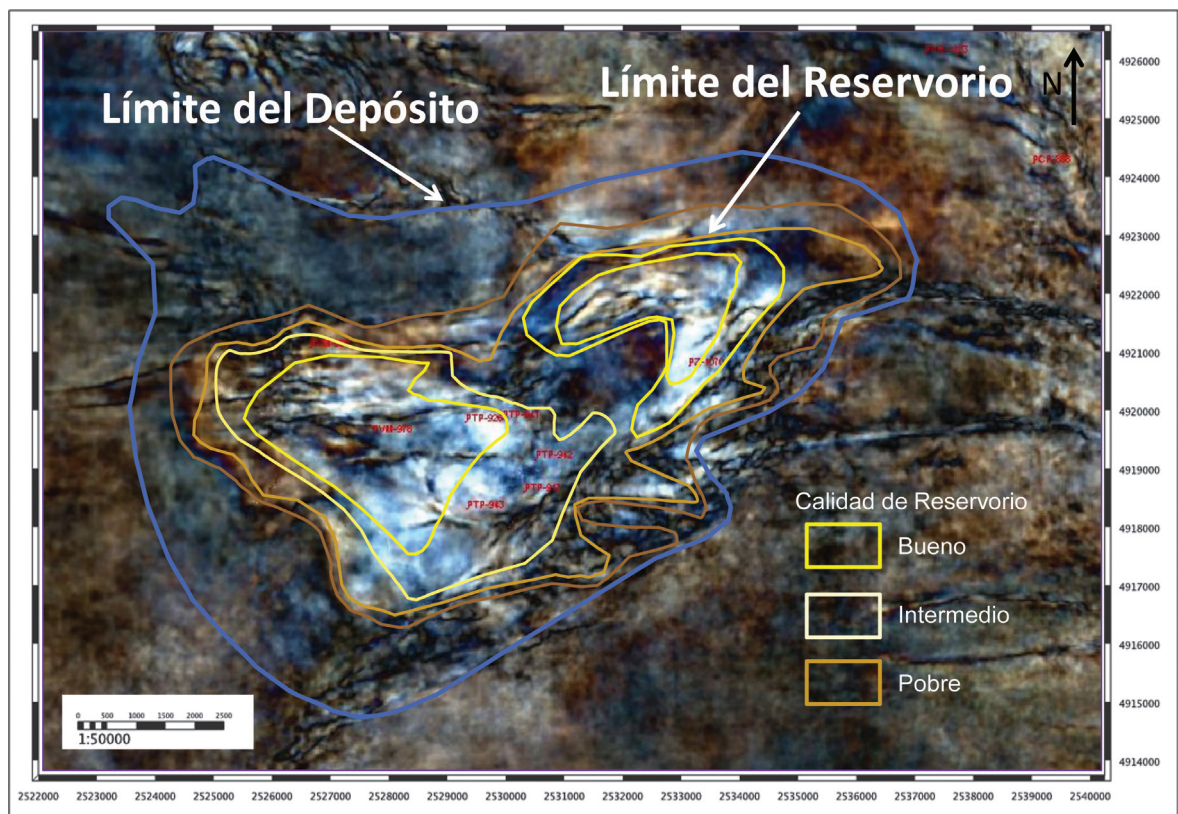


Figura 14. Ejemplo Descomposición Espectral utilizada para delinear las facies.

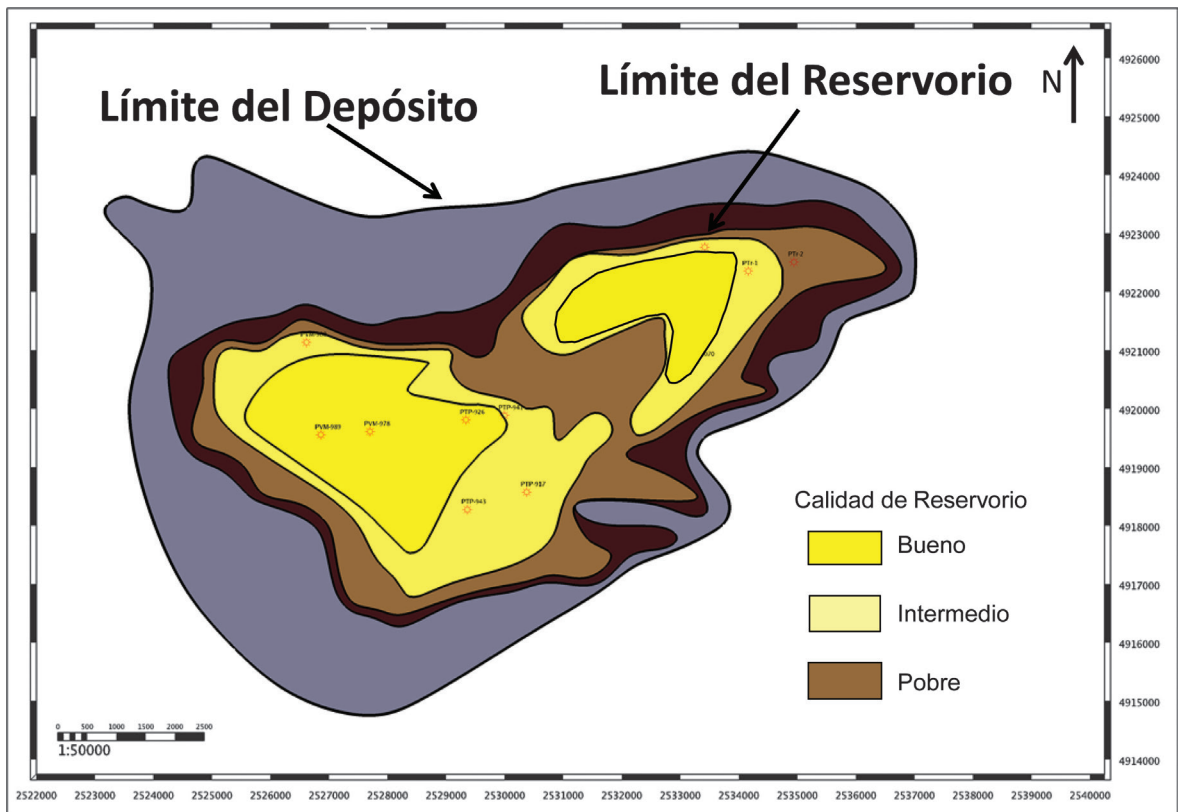


Figura 15. Mapa de facies del depósito de TP D-129, VM D-129 y Trahuil.

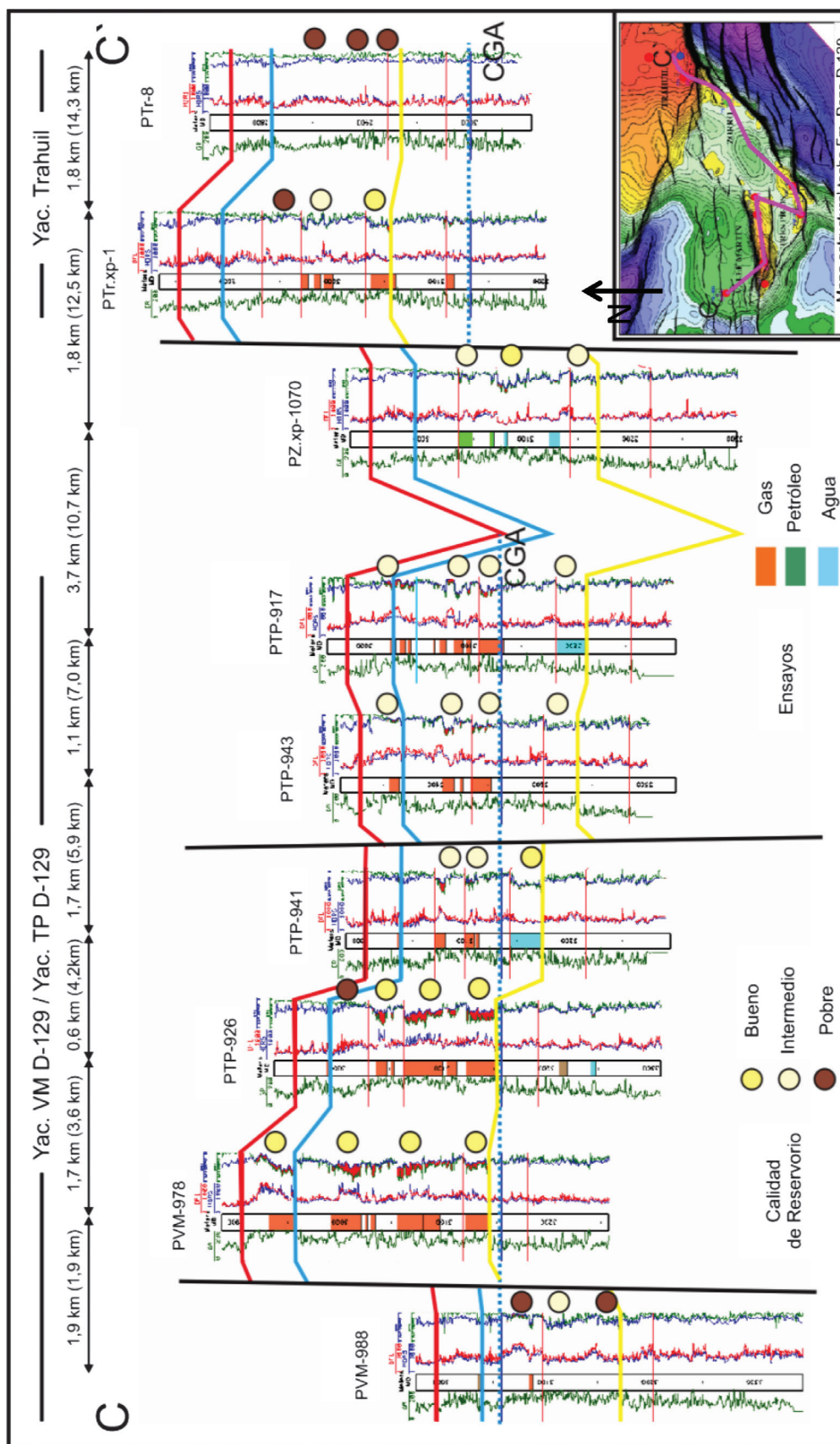


Figura 16. Corte estructural entre los yacimientos VM D-129, TP D-129 y Trahuil en el que se muestra la calidad del reservorio por pozo. Entre paréntesis se indica la distancia acumulada entre pozos.

SISTEMAS PETROLEROS

Los descubrimientos descritos en este trabajo corresponden a acumulaciones de gas y condensado generados y expulsados por la Fm Pozo D-129, y alojados en reservorios lacustres interpretados como el resultado del amalgamamiento de flujos densos diluidos en un cuerpo de agua. El sello vertical de estas acumulaciones está dado por tobas finas y arcillosas de la sección basal de la Fm Mina del Carmen asociadas a planicies aluviales de inundación (Acuña *et al.* 2011). La Figura 17 muestra la carta de eventos del sistema petrolero.

Los mecanismos de entrapamiento son diversos, existiendo trampas estructurales y trampas puramente estratigráficas (Figuras 18, 19 y 20). De hecho, en cada depósito compuesto por el apilamiento de varios procesos de agradación vertical, pueden coexistir una o más trampas independientes, tal es el caso de los yacimientos TP D-129, VM D-129 y Trahuil (Figura 18). Si bien en estos yacimientos las características de los reservorios son similares, el grado de llenado de la trampa, la columna de hidrocarburos, la presión original y la relación gas/petróleo (GOR) inicial son distintos. En el caso de TP D-129 y VM D-129, el entrapamiento es estructural con el desarrollo de estructuras tipo *horst* controladas por fallas que no afectan a la columna terciaria, lo que sugeriría que corresponden a una fase de deformación extensional ocurrida en el cretácico superior. En cambio, en Trahuil el entrapamiento es puramente estratigráfico y los límites de la trampa están controlados por la terminación del depósito y variaciones laterales de facies, a depósitos tobáceos y carbonáticos desarrollados en la plataforma del lago. Finalmente, el Yacimiento Coirón es una trampa estructural vinculada a bloques de falla rotados, en el cual los límites del entrapamiento están controlados por variaciones laterales de facies.

Si se considera el criterio definido por Sales (1997), la acumulación de TP D-129 y VM D-129 puede ser considerada como clase 1 (Figura 19), ya que la columna de hidrocarburos está controlada por el *spill point* de la estructura, mientras que la acumulación de Trahuil podría ser de clase 2. Esto explicaría que, tanto el GOR inicial como la presión original, referida al mismo plano de referencia, son más bajas que en los yacimientos TP D-129 y VM D-129. Asimismo la existencia de niveles con petróleo negro en Trahuil sugiere que la distribución de fluidos en este campo podría ser más compleja aún.

Tanto en TPD-129, VMD-129 y Trahuil como en Coirón, los reservorios muestran características similares. Forman parte de depósitos originados por flujos gravitacionales, acumulados al pie del talud lacustre y se disponen en apilamientos acrecionales, formando posibles abanicos. En la sección más espesa del apilamiento pueden alcanzar un desarrollo de más de 200 m de espesor con una relación de reservorio sobre espesor total (*net to gross*) de hasta el 80% (Figura 21). Los diferentes perfiles de porosidad fueron calibrados con los parámetros petrofísicos obtenidos de las coronas (Figura 6), presentando los reservorios entre 20 a 30% de porosidad y entre 0,005 a

55 mD de permeabilidad. Los valores altos de GR (Figuras 6 y 16) y la presencia de estructuras porales vinculadas a disolución, evidencian la existencia de procesos diagenéticos que mejoran las condiciones petrofísicas primarias de las rocas.

Desde el punto de vista de la generación, la Fm Pozo D-129 es reconocida como la principal roca madre de la cuenca (Lesta 1968; Figari *et al.* 1999; Sylwan *et al.* 2008; entre otros). El 95% de las acumulaciones de hidrocarburos de la cuenca corresponderían a gas y petróleo generados en la Fm Pozo D-129, mientras que el 5% restante estaría vinculado a rocas madre más antiguas asociadas al relleno de hemigrábenes de edad Neocomiana (Sylwan *et al.* 2008). La interpretación regional del espesor total de la Fm Pozo D-129 y su integración con los mapas de estrés térmico, basados en el trabajo de Sylwan *et al.* (2008) permiten identificar las principales zonas de generación de hidrocarburos desarrolladas dentro de la Fm Pozo D-129 y los fluidos que habrían generado a lo largo de su maduración térmica. Para el caso de los entrampamientos aquí descriptos, los mismos se ubican próximos a estas zonas de generación, lo que estaría indicando la existencia de migraciones verticales y laterales cortas en la Fm Pozo D-129.

PRODUCCIÓN

El primer yacimiento de estos reservorios correspondientes a la sección superior de la Fm Pozo D-129 en el área Cerro Dragón comenzó a producir en el año 2006. Hasta el año 2014 se han perforado 22 pozos a estos objetivos y sólo los pozos ubicados hacia los bordes de los depósitos, donde la calidad petrofísica desmejora, necesitaron ser fracturados.

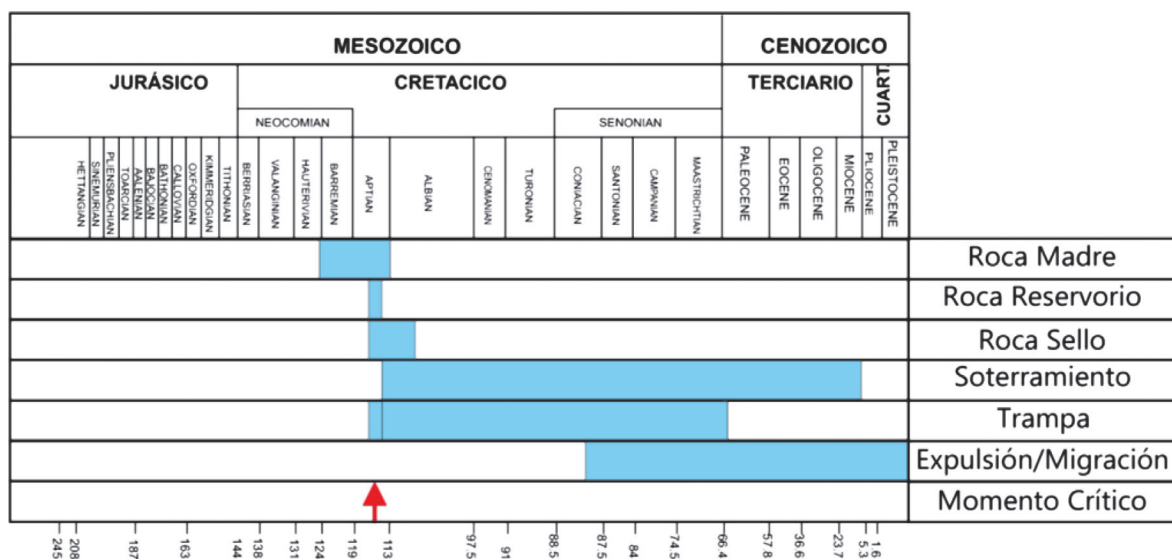


Figura 17. Carta de Eventos del Play desarrollada en la sección superior de la Fm Pozo D-129.

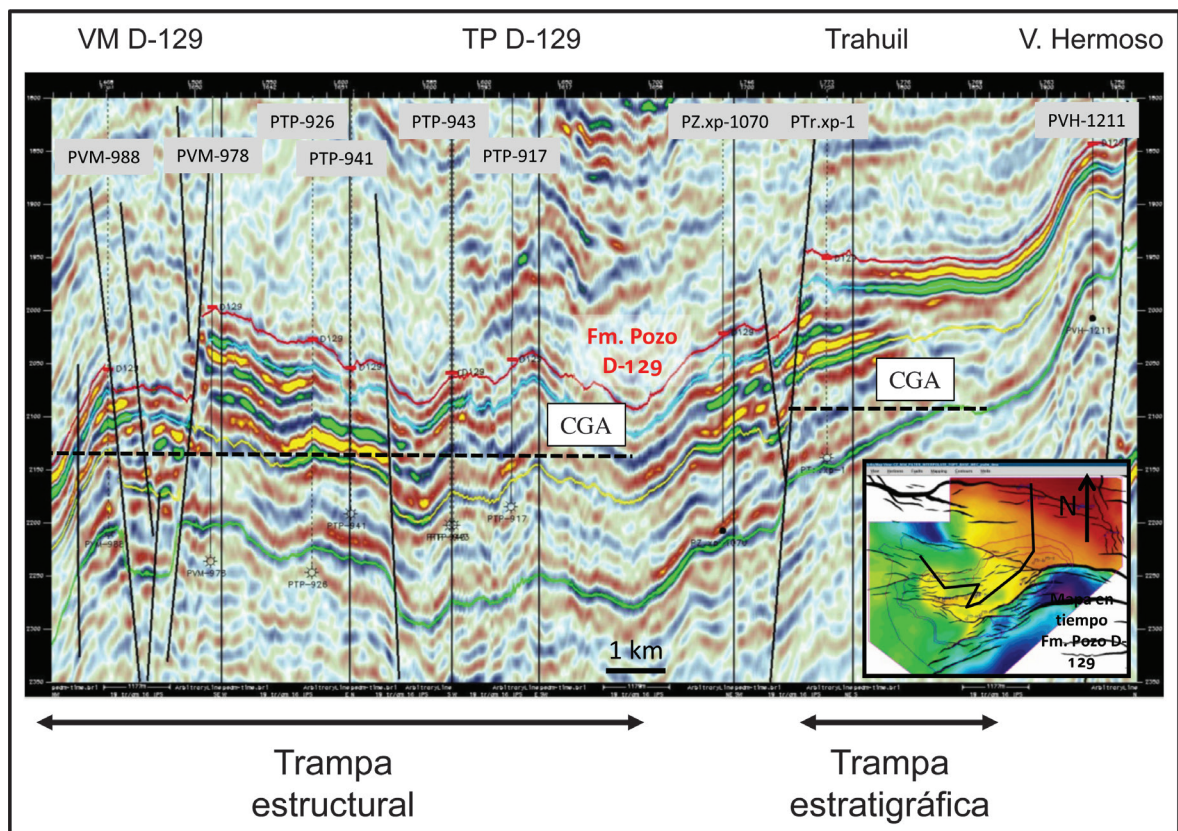


Figura 18. Entrampamiento estructural (TP D-129 y VM D-129) y estratigráfico (Trahuil), coexistiendo dentro un mismo depósito agradacional.

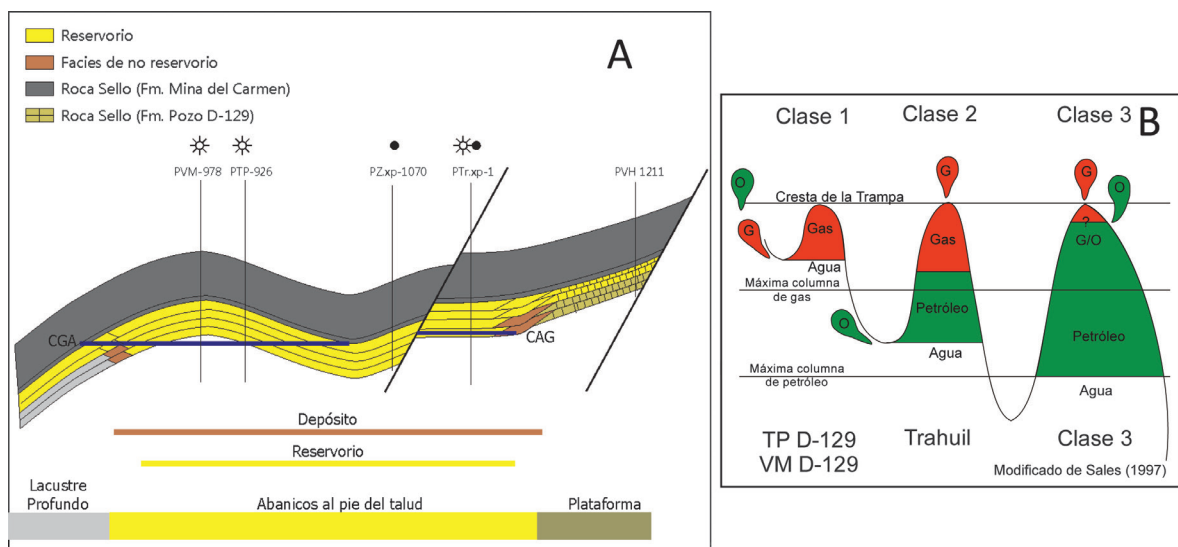


Figura 19. Estilos de entrapamiento en TP D-129, VM D-129 y Trahuil. A) Mecanismos conceptuales de entrapamiento; B) Clase de trampas de acuerdo a los sellos, (Sales 1997).

	TP D-129 / VM D-129	Trahuil	Coirón
Sistema	Estructural	Estratigráfico	Estructural
Régimen	Falla	Depositacional	Falla
Clase	Falla directa	Depositional Pinch Out	Falla directa
Subclase	Horst	Local Sandstone Pinch Out	Tilted fault Block
Superfamilia	Tectónica	Lacustrine Sands. Pinch Out	Tectónica
Familia	Extensional	Lacustrine Slope Pinch Out	Extensional
Subfamilia	Rift Basin		Rift Basin

Figura 20. Clasificación de las trampas de TP D-129/VM D-129, Trahuil y Coirón de acuerdo al criterio propuesto por Vincelette *et al.*, (1999).

Datos Petrofísicos	Yacimiento TP D-129 / VM D-129		
	Mín	Máx	Prom
Espesor Total	160	240	200
Espesor neto (m)	55	205	130
Porosidad (%)	10	32	18
Tipo de Porosidad	Primaria + Secundaria		
Permeabilidad (md)	0,005	55	12
Relación Kv/Kh	$K_v=0,06 K_h^2$		
Sal. del agua (ppm Cl)	2000 - 3000		
Saturación de agua	20	65	55
Rango de prof. (mbbp)	2770	3090	2950

Figura 21. Parámetros de reservorio mínimos, máximos y promedio.

Varios pozos iniciaron su producción con $\sim 1.000.000 \text{ m}^3/\text{d}$ de gas, siendo la producción inicial promedio por pozo de $450.000 \text{ m}^3/\text{d}$ con una acumulada final estimada del orden de $1.000 \times 10^6 \text{ m}^3$ (30 bcf) por pozo. El de mayor producción ha sido el pozo PVM-978, con más de $2.000.000 \text{ m}^3/\text{d}$ de gas y una acumulada a Mayo de 2014 de $2.800 \times 10^6 \text{ m}^3$ (80 bcf), resultando así uno de los de mayor acumulada de gas de toda la cuenca del Golfo San Jorge. Estos yacimientos contribuyen desde el año 2010 con una producción sostenida de gas por encima de $3.000.000 \text{ m}^3/\text{d}$, permitiendo mantener un *plateau* de producción por encima de los $8.000.000 \text{ m}^3/\text{d}$ (Figura 22).

La calidad del gas está representada por cromatografías promedio con 90% de C1; 4% de C2-C5; 5% de CO_2 y 1% de N_2 . Sólo en el caso del Yacimiento Coirón los pozos mostraron 49% de CO_2 en la composición del gas. Los pozos inician su producción con un GOR de aproximadamente $10.000 \text{ m}^3/\text{m}^3$, evolucionando rápidamente a una relación de $25.000 \text{ m}^3/\text{m}^3$.

Los reservorios presentan gradientes normales de presión sin signos de sobrepresión. El me-

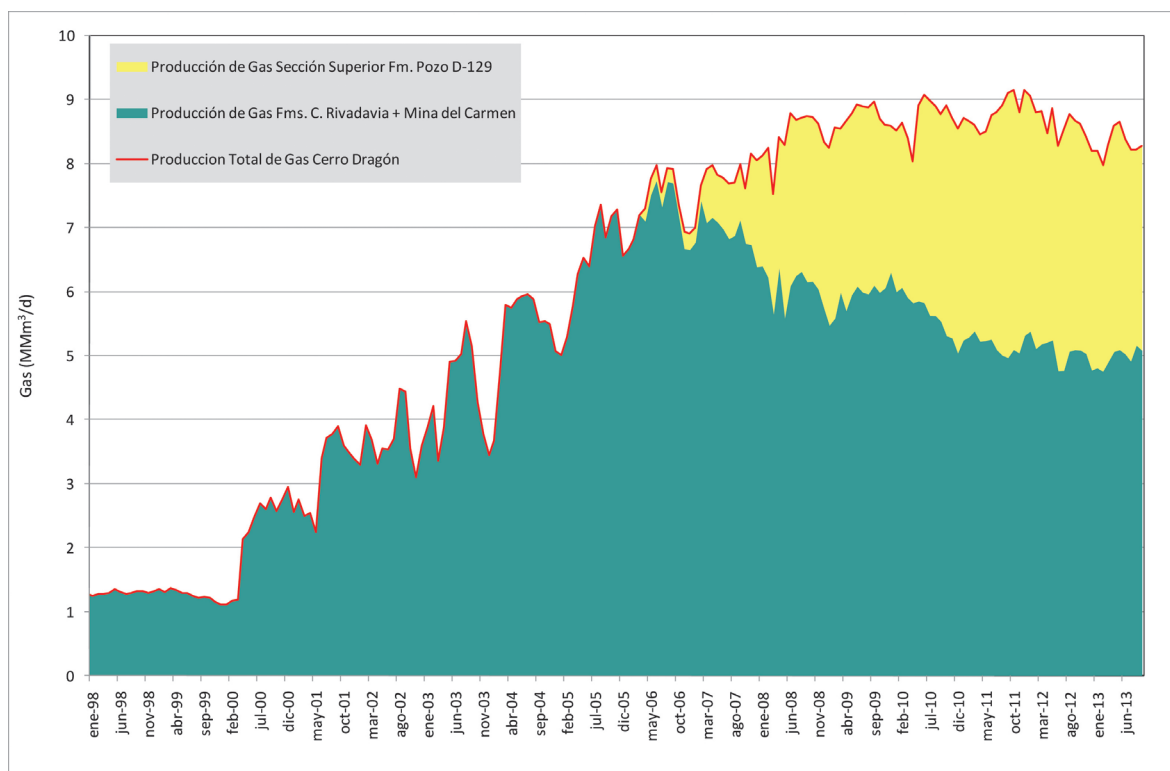


Figura 22. Historia de producción de gas de Cerro Dragón.

canismo de producción se interpreta como expansión del casquete de gas. En todos los casos se han identificado, por medio del análisis de gradientes de presiones y probados con ensayos de completación, contactos de gas/agua únicos para cada yacimiento. Durante las etapas de producción en alta y media presión (~ 70 y ~ 35 kg/cm², respectivamente) los pozos sólo han producido agua de condensación. Actualmente, aquellos pozos que se encuentran produciendo en baja presión (~ 10 kg/cm² de presión de succión) muestran un moderado incremento en su producción total de agua.

CONCLUSIONES

La interpretación integrada de la información sísmica 2D/3D, registros de pozos y muestras de roca, han permitido construir un modelo paleogeográfico regional para la sección superior de la Fm Pozo D-129, el cual ha sido utilizado como la principal herramienta para la exploración y el desarrollo de estos reservorios. La alta producción de gas alcanzada en el área Cerro Dragón, proveniente de estos reservorios, generó un cambio en la definición de la Cuenca del Golfo San Jorge como cuenca exclusivamente petrolífera, permitiendo posicionar a la misma como la tercera cuenca productora de gas de la Argentina y desplazando de ese lugar a la cuenca del Noroeste.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a Pan American Energy la posibilidad de publicar este trabajo que condensa casi 10 años de esfuerzo exploratorio y de producción de gas en Cerro Dragón.

También agradecen a todos los integrantes del equipo de Desarrollo de Reservas de Pan American Energy, en particular a Laura Lorenzo y Losada, Patricio Fita, Sebastián May, Christian van Haaster y Alejandra Alonso, quienes han contribuido a la maduración de este modelo paleogeográfico.

REFERENCIAS CITADAS

- Acuña, C., Schiuma, A., Parra, D., Droeven, C., Berredo, M. y Paredes, J. M., 2011. Modelo paleoambiental de la Formación Mina del Carmen en el Yacimiento Cerro Dragón, Cuenca del Golfo San Jorge, Argentina. VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Actas, p. 419-442, Mar del Plata, Argentina.
- Aguiar, M., Ferreira, L., Pieroni, E. y Kamerbeek, Y., 2013. Geología de la Formación Pozo D-129 en Laguna Janarez: Nuevos aportes al modelo paleoambiental de la línea de costa. ADR El Guadal-Lomas el Cuy, Santa Cruz. En: Resúmenes Primeras Jornadas Geológicas de la Cuenca del Golfo San Jorge (Eds. Paredes, J.M. y Foix, N.), p. 13, Comodoro Rivadavia, Argentina.
- Brown, L. F. and Fisher, W. L., 1977. Seismic-stratigraphic interpretation of depositional systems: examples from Brazilian rift and pull-apart basins. In C. E. Payton, ed., Seismic Stratigraphy-Applications to Hydrocarbon Exploration, American Association of Petroleum Geologist Memoir 26, p. 213-238.
- Figari, E.G., Strelkov, E., Laffitte, G., Cid de la Paz, M.S., Courtade, S.F., Celaya, J., Vottero, A., Laffourcade, P., Martínez, R., Villar, H., 1999. Los Sistemas Petroleros de la Cuenca del Golfo San Jorge: Síntesis Estructural, Estratigrafía y Geoquímica. Actas IV Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPGI: p. 197-237, Mar del Plata, Argentina.
- Fitzgerald, M. G., Mitchum Jr., R. M., Uliana, M. A. and Biddle, K. T., 1990. Evolution of the San Jorge Basin, Argentina: The American Association of Petroleum Geologists, Bulletin, v. 74, p. 879-920.
- Iovine, G., Ferreira, M. L., Foster, M. y Santangelo, A., 2013. Nuevas consideraciones paleoambientales de la Formación Pozo D-129, en el Área de la Provincia de Santa Cruz: Integración de datos. En : Resúmenes Primeras Jornadas Geológicas de la Cuenca del Golfo San Jorge (Eds. Paredes, J.M. y Foix, N.), p. 59 , Comodoro Rivadavia, Argentina.
- Jalfin, G. A., Bellosi, E. S., Smith, E. y Laffitte, G., 2002. Generación de petróleo y carga de reservorios en Manantiales Behr, Cuenca del Golfo San Jorge: un caso de exploración en áreas maduras. V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG. CD Trabajos Técnicos 13 p, Mar del Plata, Argentina.

- Jalfin, G., Francucci, E., Castagna, J., Fernández Seveso, F., Egusquiza, M., Piccioni, L. and Bacon, B., 2003. Identification of the Lacustrine Delta Architecture and Lithology Prediction through the Application of Simultaneous Angle Dependant Inversion (SADI) on the D-129 formation, Manantiales Behr, San Jorge Basin, Argentina. AAPG International Conference, Barcelona, Spain.
- Lesta, P.J., 1968. Estratigrafía de la Cuenca del Golfo San Jorge. Actas III Jornadas Geológicas Argentinas, Buenos Aires, I: 251-289.
- Rodríguez, R. y Jalfin, G., 2005. Caracterización del Bloque Grimbeek "I". VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG. CD Trabajos Técnicos, 17 p, Mar del Plata, Argentina.
- Sales, J.K., 1997. Seal strength vs. trap closure—a fundamental control on the distribution of oil and gas. En R.C. Surdam, (ed), Seals, traps, and the petroleum system: AAPG Memoir 67, p. 57–83.
- Sylwan, C.A., Rodríguez, J.F., Strelkov, E.E. (2008): Petroleum systems of the Golfo San Jorge Basin, Argentina. En: Cruz, C.E., Rodríguez, J.F., Hechem, J.J., Villar, H.J. (Eds.) Sistemas petroleros de las Cuencas Andinas. VII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG: p. 53-77. Mar del Plata, Argentina.
- Sylwan, C., Droeven, C., Iñigo, J., Mussel, F. y Padva, D., 2011. Cuenca del Golfo San Jorge. En: Kozlowski E., Legarreta L., Boll A. y Marshall P. (Eds) Simposio Cuencas Argentinas visión actual. VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG: p. 139-183. Mar del Plata, Argentina.
- Vincelette, R. R., Beaumont E. A., and Foster, N. H., 1999. Classification of Exploration Traps. En: Beaumont E. A., and Foster, N. H. (Eds): Treatise of Petroleum Geology / Handbook of Petroleum Geology: Exploring for Oil and Gas Traps. American Association of Petroleum Geologists Special Publication: p. 2-1 - 2-42.