

10º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos
Programa de Estudiantes

**ASPECTOS GEOLÓGICOS Y LITOLÓGICOS DE LA FORMACIÓN
MINA DEL CARMEN EN EL FLANCO NORTE DE LA CUENCA
DEL GOLFO SAN JORGE. IMPORTANCIA DE LA DIAGÉNESIS
EN LA CARACTERIZACIÓN DE RESERVORIOS**

Santiago Del Prato¹, Silvio Vidal¹, Néstor Acosta², Germán Guerra², Alejo Agüero Ferrer²

1: Estudiantes de Geología. Universidad Nacional de la Patagonia San Juan Bosco. Sede Comodoro Rivadavia.

delpratosantiago@yahoo.com.ar, silvio021991@hotmail.com

2: Universidad Nacional de la Patagonia San Juan Bosco. Sede Comodoro Rivadavia.

acostanest@hotmail.com.ar, guerragerman01@gmail.com, Ale.aguero0@gmail.com

Palabras clave: **diagénesis, reservorios, piroclásticos, porosidad**

RESUMEN

La abundancia de material piroclástico en la Fm. Mina del Carmen en la Cuenca del Golfo San Jorge (CGSJ en adelante) suele dificultar su evaluación como formación productora de hidrocarburos. Con esta premisa, la integración de métodos geofísicos y modelado geológico de detalle son claves para caracterizar los reservorios de la mencionada formación.

El objetivo de este trabajo fue presentar algunos aspectos litológicos y paleoambientales de la Fm. Mina del Carmen en el flanco norte de la CGSJ. Se pretendió resaltar la importancia que tienen los estudios diagenéticos en caracterización de reservorios para entender que propiedades afectan las características petrofísicas de los mismos.

Como metodología de trabajo se recopiló bibliografía en detalle y se integraron datos publicados de registros de pozo convencionales, RMN, secciones sísmicas, testigos corona y petrografía de areniscas. Se buscó comprender y asimilar las características, complejidades y oportunidades que presenta esta formación en activos importantes de la provincia de Chubut.

Diversos autores definieron para la Fm. Mina del Carmen un paleoambiente deposicional fluvial de estilo variable, con gran contenido piroclástico y control tectónico extensional en su tramo inferior y medio. También se reconoció sedimentación postectónica en la parte superior de la unidad contribuyendo a la extensión lateral de los ambientes. Mediante estudios de superficie y de subsuelo, en la mayoría de los casos, se considera que la porosidad secundaria se genera principalmente por diagénesis de componentes neovolcánicos. Dicha porosidad solo es efectiva si la cementación es ceolítica de tipo heulandita-clinoptilolita o por arcillas de tipo rim.

Desde el aspecto de producción de hidrocarburos algunos autores determinaron el gran potencial de los reservorios de baja porosidad y permeabilidad en el flanco norte para la unidad. Asimismo tras su explotación reciente mediante estimulación hidráulica, se constató el incremento productivo y del factor de recobro por el aporte de nuevas reservas.

El resultado del trabajo fue la integración de un conocimiento detallado de litologías, paleoambientes, procesos diagenéticos y potencial económico de la Fm. Mina del Carmen en el flanco norte de la CGSJ.

INTRODUCCIÓN

Objetivos de la contribución

El objetivo de este trabajo fue presentar algunos aspectos litológicos y paleoambientales de la Fm. Mina del Carmen en el flanco norte de la CGSJ. Se pretendió resaltar la importancia que tienen los estudios diagenéticos en caracterización de reservorios para entender que propiedades afectan las características petrofísicas de los mismos.

Marco Geológico

La CGSJ, una de las principales productoras de petróleo del país, se ubica al sur de la provincia del Chubut y al norte la de provincia de Santa Cruz (figura 1), siendo su límite geológico septentrional el Macizo Nordpatagónico y el austral el Macizo del Deseado. Presenta elongación E-O, extendiéndose desde la Precordillera patagónica hasta aproximadamente 200 km costa afuera y adentrando un tercio de su superficie en la plataforma continental. La cuenca se divide en 5 zonas en base a su disposición morfoestructural: Sector Oeste, Faja plegada de San Bernardo, Flanco Sur, Centro de Cuenca y Flanco Norte. Esta última zona objeto de estudio de este trabajo posee un conjunto de fallas normales de alto ángulo de rumbo E-O, inclinando en su mayoría al

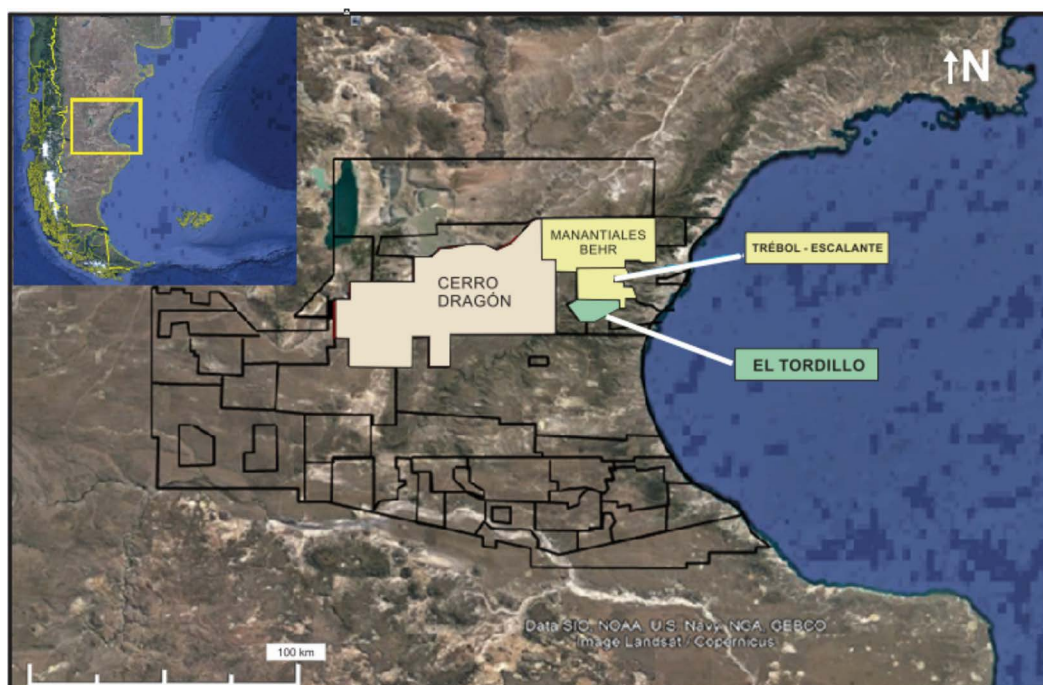


Figura 1. En el margen superior izquierdo se observa la posición de la cuenca dentro de la Patagonia argentina. En negro se ven las distintas concesiones dentro de las provincias de Chubut y Santa Cruz. En color se observan los activos estudiados.

sur y asociadas a estos lineamientos se observan fallas antitéticas menores con el mismo rumbo y cinemática que las principales inclinando al norte.

Desde el punto de vista petrolero el Grupo Chubut depositado en un ambiente continental (Barremiano-Maastrichtiano), es la unidad litoestratigráfica más importante (figura 2). Suprayace discordantemente al basamento económico Complejo Volcánico Sedimentario (Clavijo, 1986) y Grupo Las Heras (Hechem y Strelkov, 2002) y se diferencia de este último por poseer abundante contenido piroclástico. De base a techo las unidades que conforman al Grupo Chubut en el Flanco Norte son las Fms. Pozo D-129, Mina del Carmen, Comodoro Rivadavia, El Trébol (todas por Lesta, 1968) y Lago Colhué Huapi (Casal *et al.*, 2015). En discordancia se apoyan las unidades cenozoicas asociadas a una serie de transgresiones y regresiones marinas, Fm. Salamanca (Lesta y Ferello, 1972), Grupo Río Chico (Raigemborn *et al.*, 2010), Fm. Sarmiento (Lesta *et al.*, 1980), Fm. Chenque (Bellosi 1987, 1990a), Fm. Santa Cruz (Zambrano y Urien, 1970) y Rodados Patagónicos (Windhausen, 1914).

SISTEMA/SERIE			LITOESTRATIGRAFÍA FLANCO NORTE	
TERCIARIO	NEOGENO	MIOCENO	HIATO	
			FM. SANTA CRUZ	FM. CHENQUE
	PALEOGENO	OLIGOCENO	FM. SARMIENTO	
		EOCENO		
		PALEOCENO	GRUPO RÍO CHICO	FM. SALAMANCA
CRETÁCICO		SUPERIOR	GRUPO CHUBUT	FM. LAGUNA PALACIOS
				FM. LAGO COLHUÉ HUAPI
				FM. EL TRÉBOL
				FM. COMODORO RIVADAVIA
				FM. MINA DEL CARMEN
JURÁSICO		INFERIOR		FM. D-129
			GRUPO LAS HERAS	
JURÁSICO		SUPERIOR	HIATO	
		MEDIO	GRUPO LONCO TRAPIAL	

Figura 2. Cuadro cronoestratigráfico de la CGSJ para el flanco norte (modificado de Paredes *et al.*, 2016)

METODOLOGÍA

Para cumplir con los objetivos planteados se recopiló bibliografía en detalle y se integraron datos publicados de registros de pozo convencionales, RMN, secciones sísmicas, testigos corona y petrografía de areniscas. Se buscó comprender y asimilar las características, complejidades y oportunidades de producir hidrocarburos que presenta esta formación en importantes yacimientos de la provincia de Chubut. Se estudiaron datos de subsuelo publicados pertenecientes a los yacimientos Cerro Dragón (descubierto en el año 1957), El Trébol-Escalante (1935), Manantiales Behr (1930) y El Tordillo (1932) y los afloramientos de la Fm. Castillo en Anticlinal Sierra del Castillo y en el flanco oriental del Codo del Senguer.

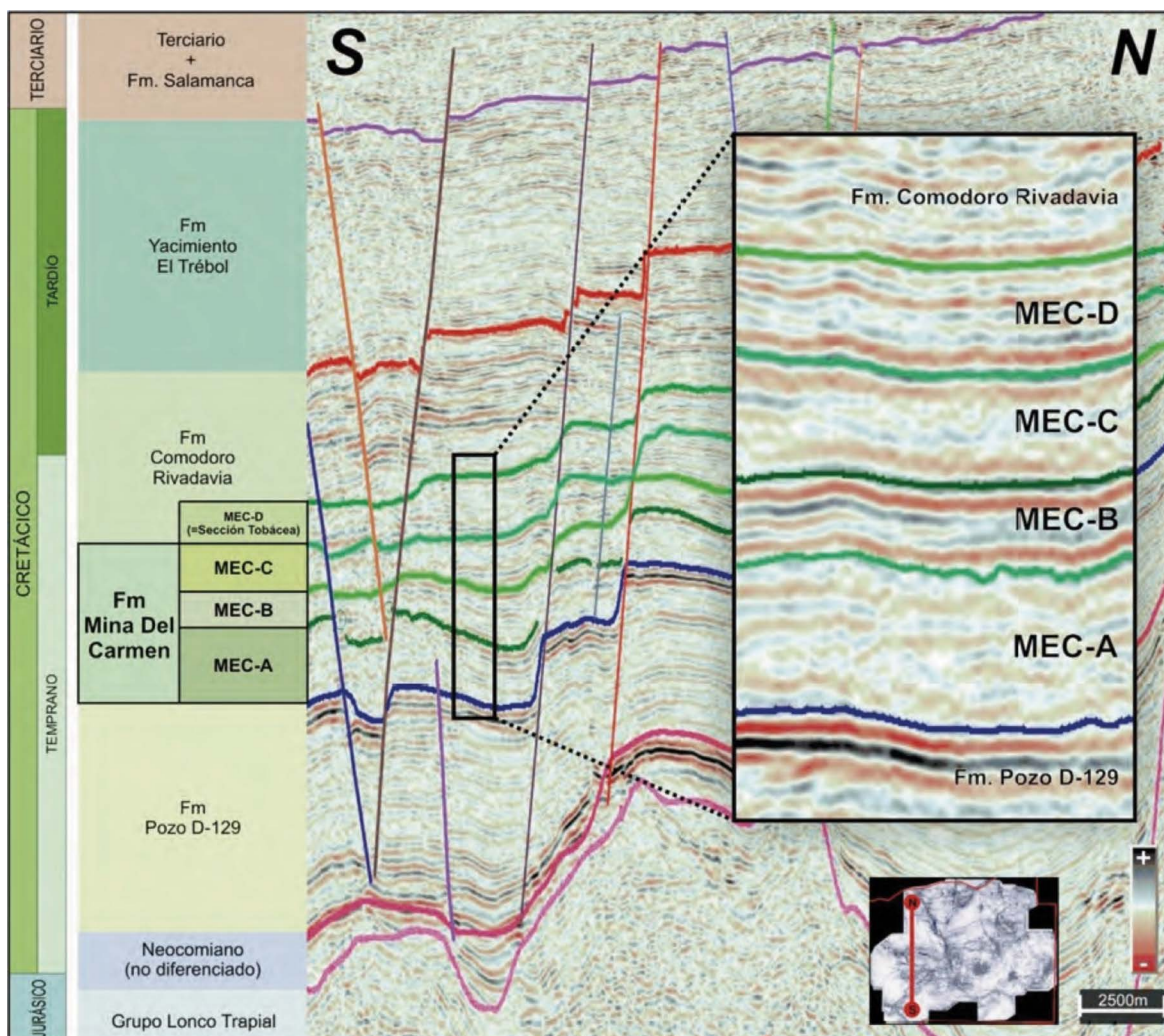


Figura 3. Sección sísmica con los 4 miembros en los que se divide la Fm. Mina del Carmen (Cayo *et al.*, 2011)

RESULTADOS

Control tectónico en la sedimentación

Cayo *et al.* (2011) dividieron de manera informal a la Fm. Mina del Carmen en el yacimiento Cerro Dragón en cuatro miembros: MDC-A, MDC-B, MDC-C y MDC-D (figura 3). Esta subdivisión es producto de los diferentes valores de amplitud, patrones y continuidad de los reflectores sísmicos. Los mismos autores realizaron un estudio de la evolución de las fallas del sector a partir de la relación que existe entre los espesores del bloque bajo y del bloque alto para un mismo conjunto de estratos.

Se encontraron dos conjuntos de fallas mayormente de dirección E-O a NO-SE. Uno de ellos corta el basamento y al comparar los bloques altos con los bajos se observa diferencia de espesores en los miembros MDC-A y MDC-B (figura 4) evidenciando que la falla estaba activa al momento de la sedimentación de las primeras dos subunidades. Estos resultados son coincidentes con los que obtuvieron Chelotti *et al.* (1999) al analizar secciones sísmicas en el yacimiento El Tordillo.

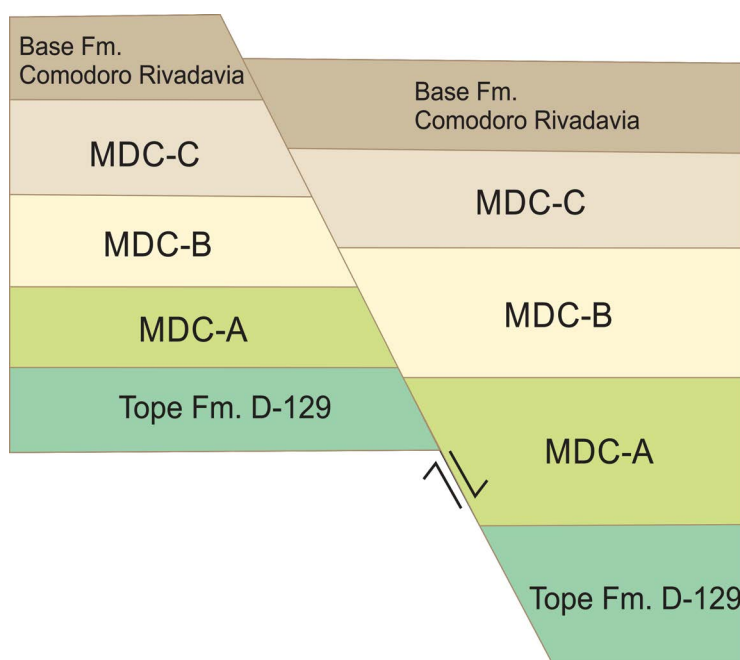


Figura 4. Esquema de bloques alto y bajo (modificado de Crovetto *et al.*, 2013). Notar los mayores espesores de los miembros MDC-A y MDC-B en el bloque bajo.

Tambiéne reconoce que los depocentros en el activo Cerro Dragón migraron hacia el este desde la depositación de la Fm. Pozo D-129 hasta la del miembro MDC-B. El segundo grupo de fallas es posterior a la depositación de la Fm. Mina del Carmen, ya que no se observan diferencias de espesores.

Además, los autores determinaron el índice de sinuosidad y dirección de los canales de MDC-A a partir de datos sísmicos. Obtuvieron valores de sinuosidad entre 1,06 y 1,28 con direcciones principalmente N-S y NNO-SSE evidenciando un sistema fluvial de baja sinuosidad para la concesión de Cerro Dragón. Estos datos contrastan con los obtenidos por Acosta *et al.* (2017) en el yacimiento El Trébol que definieron un sistema fluvial de mediana a alta sinuosidad para la Fm. Mina del Carmen.

Guerra *et al.* (2016) a partir de evidencias sísmicas (pertenecientes a los activos Manantiales Behr y El Trébol-Escalante) comprobaron que para las zonas basal y media de la Fm. Mina del Carmen la dirección principal de las geoformas fluviales es NO-SE y para el techo de la unidades N-S. Esto evidencia un control tectónico en la depositación de las secciones basal y media para la formación y un control de pendiente regional hacia el centro de cuenca para el techo.

Cabe mencionar que la estructuración no solo ejerce un control sobre la sedimentación, sino que además es la causa de procesos de disolución y microfracturamiento en los reservorios de la unidad. Estos procesos diagenéticos fueron corroborados en testigos corona (Condat, 2005) en el yacimiento El Tordillo y atribuidos a la presencia de un fuerte y atípico fallamiento de la formación. Estas fallas ubicadas en la ZPS (Zona de Pozos Surgentes, descubierta en el año 1990), se relevan tanto en la vertical como en la horizontal y su abundancia se debe al gran contenido tobáceo que le confiere fragilidad a la Fm. Mina del Carmen (figura 5, Chelotti *et al.*, 1999).

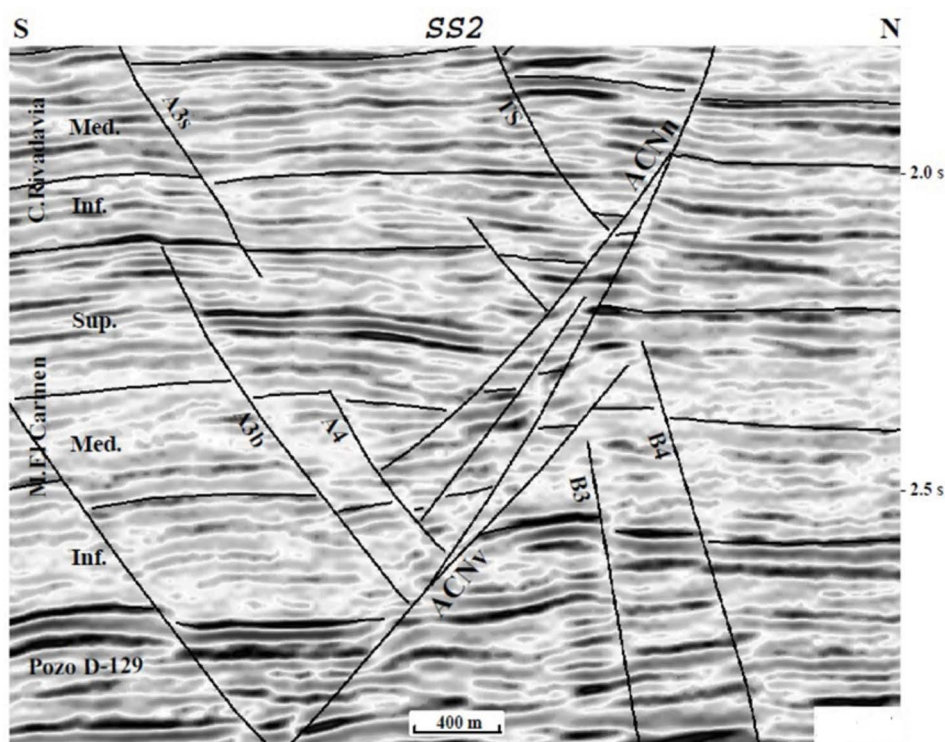


Figura 5. sísmica de una zona del yacimiento El Tordillo con un fuerte fallamiento (Chelottiet *al.*, 1999). Notar como las fallas ACNn y ACNv se relevan verticalmente.

Análisis paleoambiental

Acuña *et al.* (2011) hicieron un estudio paleoambiental de las tressubunidades (Cayo *et al.*, 2011) de la Fm. Mina del Carmen (estos autores desestiman el miembro MDC-D) en el yacimiento Cerro Dragóna partir de seis coronas extraídas de MDC-A con 9 metros de longitud cada una. Sobre las mismas, realizaron una descripción e interpretación de once litofacies (figura 6), conformadas por conglomerados, areniscas, tobas y tufitas.

En base al agrupamiento de estas litofacies definieron seis asociaciones de facies, referidas a depósitos piroclásticos de caída (1), planicie de inundación distal subaérea (2a) e hidromórfica (2b), sheetfloods (3), depósitos de canales (4), canales abandonados (5) y planicie de inundación proximal (6). Estas asociaciones son similares a las obtenidas por Paredes *et al.* (2010) en afloramientos de la Fm. Castillo en la faja plegada de San Bernardo.

Con la finalidad de extender estos subambientes para el resto de la Fm. Mina del Carmen, Acuña *et al.* (2011) utilizaron datos de perfiles de pozo (perfiles de densidad, registro acústico, RMN, *gamma ray*, factor fotoeléctrico y resistividad) para definir tres logfacies (figura 7): LF1 corresponde a las asociaciones 1, 2b, 3 y 6; LF2 a la asociación 2.a; y LF3 a las asociaciones de canal 4 y 5.

Las logfacies 2 y 3 están vinculadas respectivamente a los clásicos sellos y reservorios de la Fm. Mina del Carmen (figura 8). Cuando los depósitos

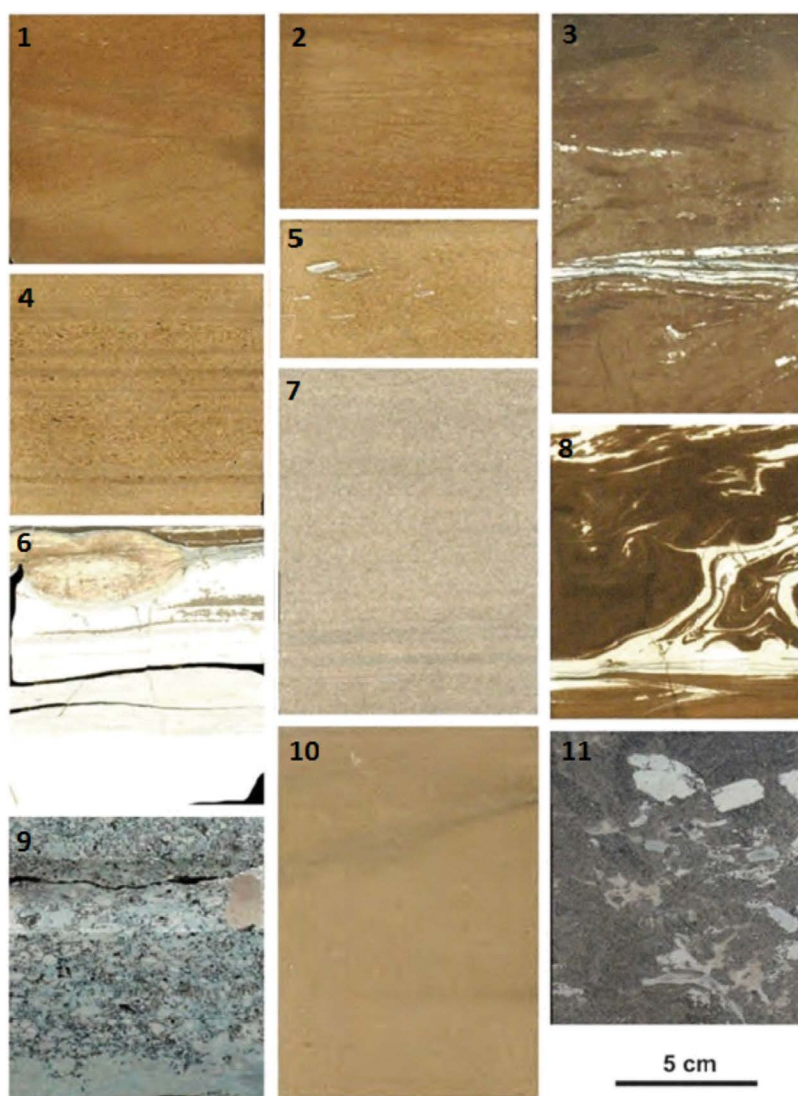


Figura 6. Enumeración de las litofacies a partir de coronas extraídas de MDC-A (Acuña *et al.*, 2011)

correspondientes a la logfacies 1 superan el 8,5% de porosidad se clasifican como un nuevo tipo de reservorio. LF1 se encuentra en pequeños depocentros interpretados como bajos endorreicos y se ubica en los bloques altos de fallas normales conformando posibles humedales, lagunas efímeras, mallines y paleosuelos hidromórficos de zonas de cabecera.

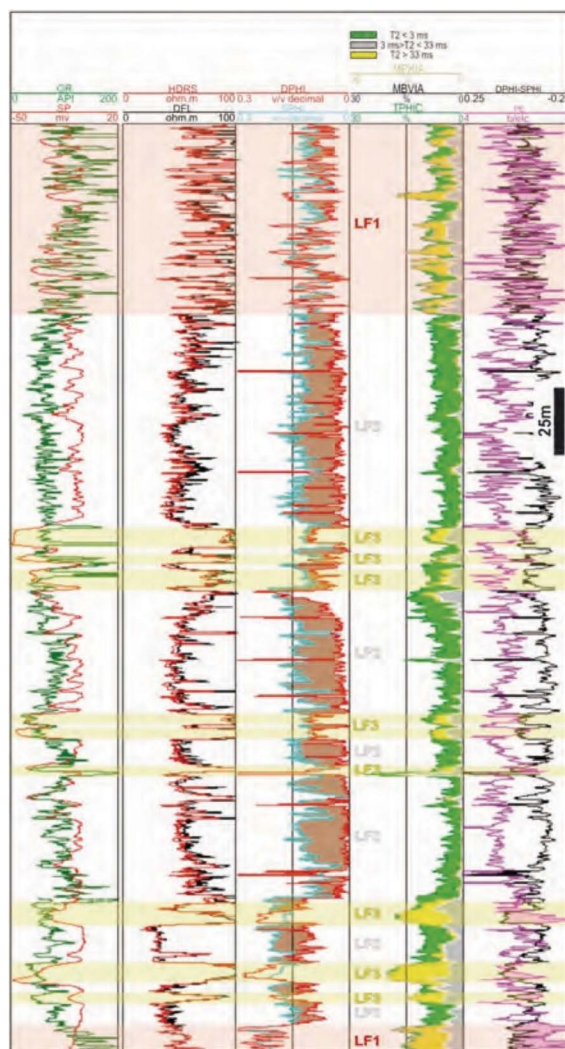


Figura 8. Perfil tipo de MDC-A mostrando la respuesta característica de los perfiles en las tres logfacies identificadas en el Yacimiento Cerro Dragón (Acuña *et al.* 2011).

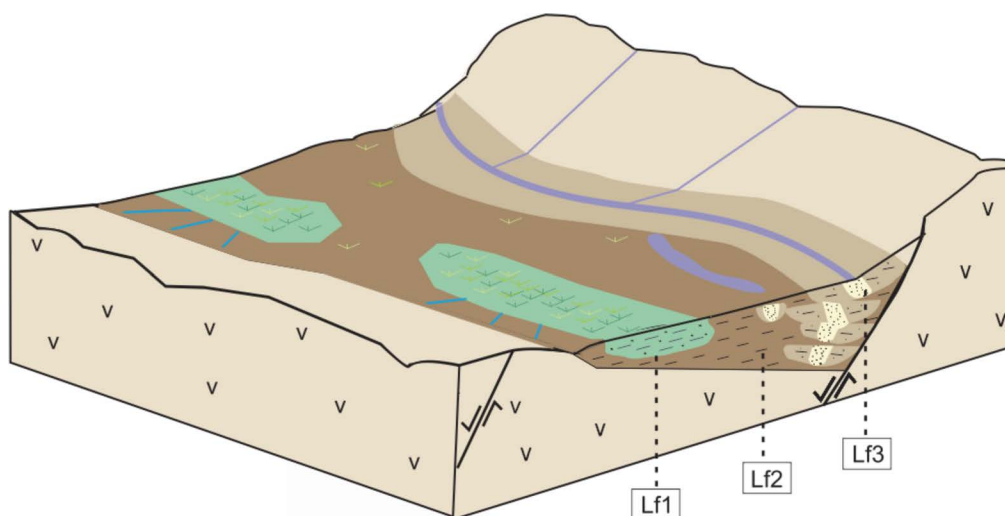


Figura 8. Block diagrama con las logfacies representadas.

Petrografía de areniscas y diagénesis

Según Schmidt, McDonald (1979) y Burley y Kantorowicz (1986) los ocho rasgos petrográficos para reconocer porosidad secundaria en secciones delgadas son: 1) disolución parcial, 2) moldes, 3) inhomogeneidad del empaquetamiento, 4) poros sobrecrecidos, 5) poros elongados, 6) márgenes de granos corroídos, 7) poros intraconstituyentes y 8) granos fracturados.

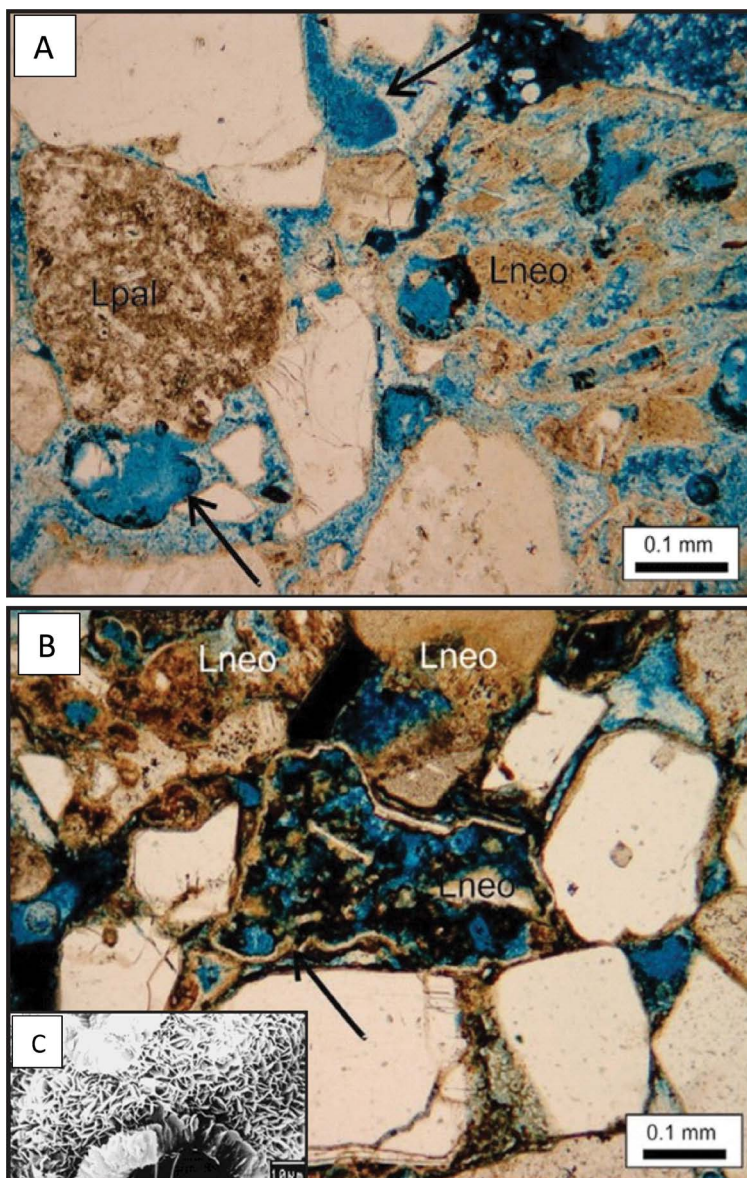


Figura 9. A) disolución parcial de un lítico neovolcánico (Lneo). Notar que el lítico paleovolcánico (Lpal) no desarrolla porosidad secundaria. Porosidad secundaria evidenciada por los moldes de los clastos faltantes (flecha). El cemento de tipo rim es heulandita-clinoptilolita. B) Desagregación parcial de un lítico neovolcánico (Lneo). La presencia de cemento arcilloso (flecha) delineando el clasto, permite reconocer su origen. La muestra también está cementada por heulandita-clinoptilolita. (Tuniket *et al.*, 2015). C) Detalle de un rim de clorita hecho de plaquetas delgadas dispuestas perpendicularmente a las superficies de los granos (SEM). Imagen de microscopio electrónico de barrido (MEB), tomada de una muestra de roca marina cretácica de la Cuenca de Santos (Anjos *et al.*, 2003).

Valiéndose de estos rasgos diagnósticos, Tunik *et al.* (2015) realizaron un análisis petrográfico de veinte muestras de las areniscas de la Fm. Castillo (equivalente temporal de la Fm. Mina del Carmen) tomadas en el paraje denominado La Angostura (Anticlinal Sierra del Castillo) y en el flanco oriental del Codo del Senguer. Los autores determinaron que el elemento más importante generador de porosidad secundaria para la Fm. Castillo es la disolución de líticos piroclásticos neovolcánicos. Otro indicador importante que se observa en la formación son moldes que se reconocen en muchos casos por tener formas heredadas de sus precursores y estar tapizados por *rims* de arcillas (figura 9).

Los cementos de calcita, laumontita, analcima y arcillas, que se encuentran en la porción inferior y media de la Fm. Castillo, son claramente desfavorables por disminuir la porosidad y permeabilidad de las capas. En cambio, las areniscas ubicadas en la parte superior de la unidad, al estar cementadas con heulandita-clinoptilolita, ven incrementadas su porosidad y permeabilidad por el hábito tabular de los microcristales. Además del hábito, a estas ceolitas las caracteriza su color rosas suave a nicoles paralelos.

Se han documentado en varias otras cuencas de Argentina y Sudamérica casos en donde la presencia de *rims* de arcillas genera una inhibición de la precipitación de cuarzo. Esto ocurre en depósitos cretácicos de la Dorsal de Huincul (Fm. Candeleros) en la Cuenca Neuquina en donde los *rims* son de corrensita (Rainoldi, 2015).

En los niveles turbidíticos del Cretácico superior de la Cuenca de Santos (Brasil) existen porosidades superiores al 20% a profundidades mayores a 4000 metros a causa de disolución por sobrepresurización y delgados *rims* de chamosita (clorita ferrífera) según Anjos *et al.* (2003). Cabe aclarar, que si los *rims* son demasiado gruesos las propiedades de los reservorios empeoran y se reduce la saturación de hidrocarburos al verse afectadas la porosidad y la permeabilidad (Hornibrook y Longstaffe, 1996; Anjos *et al.*, 2003).

Modelado de arcillosidad y porosidad

Los parámetros que definen un modelo petrofísico básico son la arcillosidad, la porosidad y la saturación de fluidos. En la Fm. Mina del Carmen los cálculos para la obtención de los dos primeros parámetros difieren de los aplicados en el modelado petrofísico de las otras formaciones en la concesión El Trébol (Acosta, 2014), debido a la gran cantidad de material piroclástico que contiene y a los abundantes procesos diagenéticos (Acosta *et al.*, 2007) de disolución y precipitación que ocurren en los reservorios de esta Formación.

Al determinar la arcillosidad en niveles de reservorios tobáceos, la utilización de los registros convencionales, como *gamma ray*, potencial espontáneo y resistividad, tiende a generar medidas anómalas, en algunos casos en exceso y en otros en defecto.

Por el contrario, con el perfil de RMN, que es independiente de la litología y de la salinidad

de los fluidos, se puede determinar el porcentaje de arcillosidad (Acosta, 2008). Esto se debe a que con este método se diferencian los tres tipos de porosidad (figura 10): ligada a las arcillas, capilar y móvil, siendo la primera proporcional a la arcillosidad.

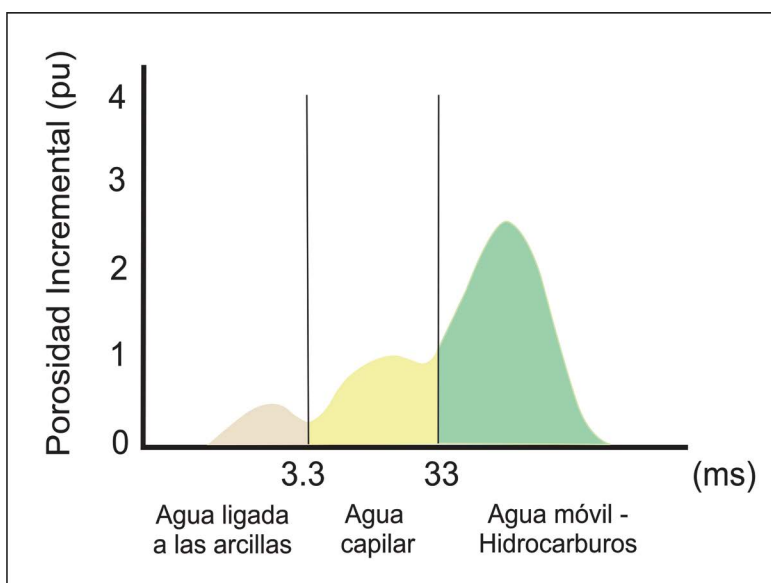


Figura 10. Gráfico de T2 cut-off, mostrando los tres tipos de porosidad (Acosta, 2008).

Según Acosta (2014) en la Fm. Mina del Carmen, a diferencia de la Fms. Comodoro Rivadavia y El Trébol, no es conveniente usar perfiles densimétricos para la obtención de datos de porosidad. Esto se debe a la abundancia de material piroclástico, a su mayor compactación y a los procesos diagenéticos que tuvo esta formación lo que produce variaciones de densidad en las rocas. En su lugar es recomendable la resonancia magnética nuclear y en ausencia de ésta el registro acústico, aplicando dos ecuaciones: la Ecuación de Raymer que tiene como variables el tiempo de tránsito en la matriz de la roca y el tiempo de tránsito en la arcilla, y la Ecuación de Willy que además de las dos variables anteriores utiliza un factor de compactación.

Productividad de los reservorios de la Formación

En general, en la Fm. Mina del Carmen existen reservorios de baja porosidad y permeabilidad que tras recibir un estímulo hidráulico pasan de tener bajos caudales (e incluso sin entrada de fluido) a ser surgentes en algunos casos. Esto se debe a características diagenéticas como microfracturas y disolución de clastos que generan porosidad secundaria que necesita ser interconectada para favorecer el movimiento de fluidos.

Tesone *et al.* (2016) llevaron a cabo un proceso de selección de reservorios candidatos a estimular (figura 11) para el activo Trébol-Escalante. El flujo de trabajo consistió en análisis

técnico mecánico del pozo en donde se estudia el legajo del mismo, análisis de perfiles y petrofísica básica para determinar la saturación de hidrocarburos, análisis estratigráfico y estructural (implica una evaluación de la ubicación y el espesor de la capa), análisis de impregnaciones en testigos coronas, testigos laterales o control geológico, análisis petrolero en donde se evalúan caudal y presión de reservorio junto con la proporción de éxitos y fracasos de estimulaciones hidráulicas hechas para capas correlativas en un mismo bloque (figura 12).

Una vez finalizado este flujograma se determina a qué capas aplicar el modelo petrofísico-mineralógico de reservorios de baja porosidad y permeabilidad (Acosta *et al.* 2016). Éste consiste en un análisis de agrupamiento que utiliza los registros convencionales de pozo (densidad, resistividad, factor fotoeléctrico y tiempo de tránsito) para generar una división estadística en grupos. Las facies mineralógicas obtenidas fueron calibradas con registro de rayo gamma espectral, control geológico y ensayos de terminación de pozo. Al finalizar el análisis se obtuvieron dos facies mineralógicas: una sin alteración diagenética y otra con alteración diagenética (con porosidad secundaria) a la cual se seleccionó para ser estimulada hidráulicamente.

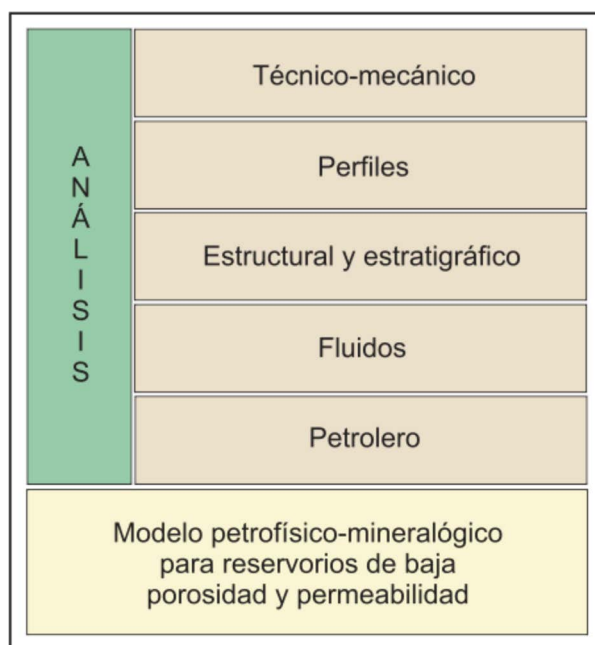


Figura 11. Proceso de selección de capas a estimular

El resultado de aplicar el flujograma de Tesone *et al.* (2016) en la Fm. Mina del Carmen fue el incremento productivo y del factor de recobro por el aporte de nuevas reservas y la reducción del fuerte comportamiento declinatorio de la producción.

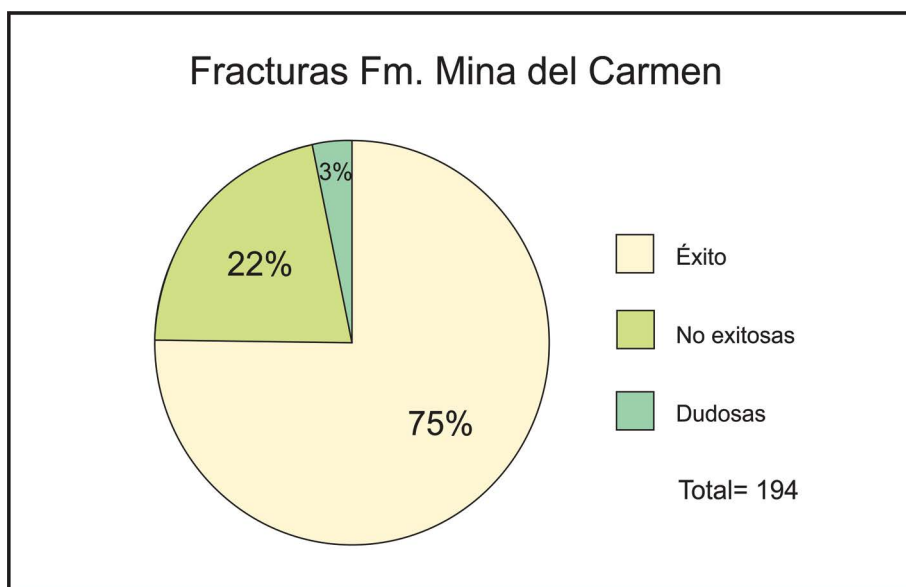


Figura 12. Fracturas hechas en la Fm. Mina del Carmen hasta el año 2016.

CONCLUSIONES

- Diversos autores definieron para la Fm. Mina del Carmen un paleoambiente depositacional fluvial de estilo variable, con gran contenido piroclástico y control tectónico extensional en su tramo inferior y medio. Sin embargo, la estructuración no sólo ejerce un control sobre la sedimentación, sino que además, en ocasiones es la causa de procesos de disolución y microfracturamiento.
- De acuerdo a estudios de superficie y de subsuelo, en la mayoría de los casos, se considera que la porosidad secundaria se genera principalmente por diagénesis de componentes neovolcánicos. Dicha porosidad solo es efectiva si la cementación es ceolítica de tipo heulandita-clinoptilolita o por arcillas de tipo rim.
- Son de suma importancia los perfiles convencionales, junto con el análisis de agrupamiento y posterior calibración de datos con testigos coronas para determinar nuevos tipos de facies de reservorios que demuestren procesos generadores de porosidad secundaria.
- La utilización del registro de resonancia magnética nuclear para determinar la arcillosidad y porosidad es indispensable para la Fm. Mina del Carmen. Esta herramienta ayuda a comprender y subsanar las incertidumbres que dejan los registros convencionales de pozo para el modelado petrofísico básico de la unidad.

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a Mariana Doñate por su ayuda, ideas y visión crítica del trabajo y a María Leonor Ferreira por la predisposición constante para con los alumnos.

REFERENCIAS CITADAS

- Acosta, N., 2008. Análisis de Resonancia Magnética Nuclear para caracterización de reservorios continentales clásticos. Cuenca del Golfo San Jorge. Argentina. *Naturalia Patagónica*. 4(1): 23-28. Comodoro Rivadavia. Argentina.
- Acosta, N., Estrada E. y Saavedra B., 2007. Porosity Variations by Diagenesis in Reservoirs of the BajoBarreal Formation, San Jorge Basin: Methodology of Evaluation with Logs. X Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. Buenos Aires.
- Acosta, 2014. Modelado petrofísico básico del flanco norte de la cuenca del golfo san Jorge síntesis modelos de arcillosidad, porosidad y saturación de agua. IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Simposio Evaluación de Formaciones: De Archie a los No Convencionales.
- Acosta, N., Stoeff, P., Tesone, C., Minni, S. y Rodríguez, J., 2016. Evaluación Geológica-Petrofísica para reservorios de baja porosidad y permeabilidad. Metodología de Evaluación y Puesta en Producción. Activo Trébol-Escalante. Flanco Norte Cuenca del Golfo San Jorge. 2das Jornadas Geológicas de la Cuenca del Golfo San Jorge. Comodoro Rivadavia.
- Acosta, N., Acosta, W. y Tesone, C., 2017. Aspectos geológicos del modelado estático de reservorios clásticos. Flanco norte de la Cuenca del Golfo San Jorge. XX Congreso Geológico Argentino, San Miguel de Tucumán.
- Acuña, C., Schiuma, A., Parra, D., Droeven, C., Bernedo, M. y Paredes, J. 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, Mar del Plata.
- Anjos, S.M.C., De Ros, L.F. y Silva, C.M.A., 2003. Chlorite authigenesis and porosity preservation in the Upper Cretaceous marine sandstones of the Santos Basin, offshore Eastern Brazil. En Worden, R.H. y Morad, S. (eds.) *Clay Minerals Cements in Sandstones*. International Association of Sedimentologists Special Publication 34: 291-316.
- Belloso, E. S., 1987. Litoestratigrafía y sedimentación del Patagoniano en la Cuenca del Golfo San Jorge, Terciario de las provincias de Chubut y Santa Cruz, Argentina. Facultad de Ciencias Exactas y Naturales, Universidad de Buenos Aires, Tesis Doctoral. 262 pp. (Inédito).
- Belloso, E. S., 1990a. Formación Chenque: Registro de la transgresión patagoniana en el Golfo San Jorge. XI Congreso Geológico Argentino, Actas, 2: 57-60.
- Burley, S.D. y Kantorowicz, J.D., 1986. Thin section and S.E.M. textural criteria for the recognition of cement dissolution porosity in sandstone. *Sedimentology* 33: 587-604.
- Casal, G., Allard, J. y Foix, N., 2015. Análisis estratigráfico y paleontológico del cretácico superior en la Cuenca del golfo san Jorge: nueva unidad litoestratigráfica para el grupo Chubut. *Revista de la Asociación Geológica Argentina* 72 (1): 77 – 95.

- Cayo, E., Crovetto, C., Plazibat, S., Stein, J., Díaz, M. y Paredes, J., 2011. Control tectónico sobre la sedimentación de la Formación Mina del Carmen (Albiano) en el yacimiento Cerro Dragón, Cuenca del Golfo San Jorge, Argentina. VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata.
- Chelotti, L., Czeplowodzki, R., Fortunato, G., Cersósimo, S., y Trinchero, E., 1999. Tectónica del Flanco Norte de la Cuenca Golfo San Jorge, Argentina: el Yacimiento El Tordillo desde la Sísmica 3D. XIV Congreso Geológico Argentino, Salta. Actas, I: 235-238.
- Clavijo, R., 1986. Estratigrafía del Cretácico Inferior en el sector occidental de la Cuenca del Golfo San Jorge. Boletín de Informaciones Petroleras, Buenos Aires, 9: 15-32.
- Condat, P., 2005, Modelos conceptuales de trampas en el yacimiento El Tordillo, Cuenca del Golfo San Jorge, Provincia del Chubut, Argentina, Las Trampas de Hidrocarburos en las Cuencas Productivas de Argentina, Mar del Plata, p. 399-414
- Crovetto, C., Plazibat, S., Díaz, M., Stein, J., Cayo, E. y Paredes J., 2013. Evolución estructural y geodinámica de sistemas de fallas de la cuenca del golfo san jorge: aplicaciones del método de análisis cinemático de fallas en el yacimiento cerro dragón. Primeras Jornadas Geológicas de la Cuenca del Golfo San Jorge
- Guerra, G., Bacay, S., Stoeff, P., Barria, I., Palacio, L., Sotillo, J. y Góes N., 2016. Cubo de probabilidad de facies reservorios y su correlación con geoformas detectadas en Fm. Mina del Carmen, proyectos G3-San Diego Sur, Flanco Norte, CGSJ, Argentina
- Hechem, J.J. y Strelkov, E.E., 2002. Secuencia sedimentaria mesozoica del Golfo San Jorge. En: Haller, J.M. (ed.) Geología y recursos Naturales de Santa Cruz, pp. 129-147, Buenos Aires.
- Hornibrook, E.R.C. y Longstaffe, F.J., 1996. Berthierine from the Lower Cretaceous Clearwater Formation, Alberta, Canada. Clays and Clay Minerals 44: 1-21.
- Lesta, P.J., 1968. Estratigrafía de la Cuenca del Golfo San Jorge. Actas III Jornadas Geológicas Argentinas, Buenos Aires, I: 251-289.
- Lesta, P.J. y Ferello, R., 1972. Región Extraandina de Chubut y Norte de Santa Cruz. En: Leanza, A.F. (ed.) I Simposio de Geología Regional Argentina, Academia Nacional de Ciencias, Córdoba, Argentina: 601-653.
- Lesta, P.J., Ferello, R. y Chebli, G. 1980: Chubut Extraandino. En: Turner, J.C.M. (Ed.) Segundo Simposio Geología Regional Argentina, Academia Nacional de Ciencias, Córdoba, Argentina, II: 1307-1387.
- Raigemborn, M., Krause, M., Bellosi, E., y Matheos, S., 2010. Redefinición estratigráfica del grupo Rio Chico (Paleoceno inferior), en el norte de la Cuenca del Golfo San Jorge, Chubut. Revista de la Asociación Geológica Argentina 67 (2): 239 – 256.
- Paredes, J.M., Allard, J.O., Foix, N. y Colombo, F. 2010., Alluvial architecture of distal volcaniclastic successions in peri-volcanic basins: the Castillo Formation (Albian) of the Golfo San Jorge basin, Patagonia Argentina. 18th International Congress of Sedimentology, Mendoza, Actas, p. 673.
- Paredes, J., Foix, N. y Allard, J., 2016. Sedimentology and alluvial architecture of the Bajo Barreal Formation (Upper Cretaceous) in the Golfo San Jorge Basin: Outcrop analogues of the richest oil-bearing fluvial succession in Argentina. Marine and Petroleum Geology, Volume 72, April 2016, Pages 317-335

- Rainoldi, A., 2015. Alteración regional de las sedimentitas cretácicas en la Dorsal de Huincul y en el Dorso de los Chihuidos. Su relación con la mineralización de Cu y con los hidrocarburos, Neuquén. Tesis de doctor en geología. Universidad Nacional del Sur.
- Schmidt, V. y McDonald, D.A., 1979. Texture and recognition of secondary porosity in sandstones. SEPM, Special Publication 26: 209-225, Tulsa.
- Tesone C., Rodriguez J., Acosta N., Stoeff P. y MinniS., 2016. Incremento de producción y reservas en reservorios de baja porosidad y permeabilidad por medio de la evaluación geológica-petrofísica en el activo Trébol-Escalante. Flanco Norte, Cuenca del Golfo San Jorge. Comodoro Rivadavia, Argentina. Congreso de producción y desarrollo de reservas, IAPG.
- Tunik, M., Paredes, J., Fernandez, M., Foix, N. y Alard, J. 2015. Análisis petrográfico de areniscas de la Formación Castillo (Albiano) en la faja plegada de San Bernardo, Cuenca del Golfo San Jorge, Argentina. IIPG, UNRN, CONICET, UNPSJB. Revista de la Asociación Geológica Argentina 72 (1): 63 - 80.
- Windhausen, A., 1914. Contribución al conocimiento geológico de los Territorios del Río Negro y Neuquén. Anales del Ministerio de Agricultura, Sección Geología, 10: 7-60.
- Zambrano, J.J. y Urien, C.M., 1970., Geological outline of the basins in southern Argentina and their continuation off the Atlantic shore. Journal of Geophysical Research, Washington, 75: 1363-1369.