

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

EVOLUCIÓN DIAGENÉTICA DE LA FORMACIÓN TUNAS PARA EL POZO PANG0001, CUENCA DE CLAROMECÓ, PROVINCIA DE BUENOS AIRES, ARGENTINA: SU POTENCIAL COMO RESERVORIO DE HIDROCARBUROS

**María Belén Febbo¹, Natalia Beatriz Fortunatti¹, Nora Noemí Cesaretti¹,
Guadalupe Arzadún², Renata Nela Tomezzoli²**

1: CGAMA (CIC-UNS), Dpto.de Geología, Universidad Nacional del Sur (UNS), Bahía Blanca, Argentina,
belenfebbo@gmail.com, nfortuna@uns.edu.ar, ghcesar@criba.edu.ar

2: Consejo Nacional de Investigaciones Científicas (CONICET), Laboratorio de Termocronología (LaTe Andes),
arzadung@lateandes.com, rtomezzoli@gmail.com

Palabras clave: **diagénesis, Cuenca de Claromecó, testigos corona, carbón, areniscas compactadas**

ABSTRACT

Diagenetic evolution of Tunas Formation in PANG 0001well, Claromecó Basin, Buenos Aires province, Argentina: its potential as a hydrocarbon reservoir.

Claromecó Basin (Carboniferous-Permian) is considered a frontier basin due to its limited geologic knowledge. This basin has economic potential based on coal beds and seams and associated methane gas, recorded underground.

The aim of this work is to evaluate the economic potential of Tunas Formation in the PANG 0001 well, based on petrographic, diagenetic and fluid inclusion studies in sandy facies. In addition, oleogenetic potential of muddy facies through TOC (total organic carbon) analysis is determined.

PANG 0001 well is located in the basin center. In this well Tunas Formation is made of medium to fine sized sandstones, tuffs, mudrocks, carbonaceous mudrocks and coal levels. Identified diagenetic processes include mechanical compaction, cement precipitation, alteration, replacement, dissolution and late tectonic fracturing. Physical compaction is the predominant factor, along with precipitation of diagenetic minerals reduce porosity and decrease reservoir quality. Secondary porosity is comprised by rock and grain fracture and feldspar and carbonate cement dissolution; its value reaches 0.2 to 0.6%.

Fluid inclusions are aqueous, placed mainly in cements, and also organic, with yellow and light blue fluorescence, located in microfractures and veins; those colors indicate presence of liquid to wet gas hydrocarbons and dry gas (methane) respectively.

During early diagenesis precipitation of carbonate cements and mechanical compaction of sandy facies were dominant. Pore space was reduced by these diagenetic processes. Mesogenesis conditions are proper to generate hydrocarbons and an acid environment to dissolve feldspars and carbonate cement. Subsequent compaction, tectonic events and fluid pressure generate secondary porosity, increase the reservoir quality and allow hydrocarbon migration. Finally, quartz and feldspars overgrowth, late calcite cement precipitation and fractures healing occur during late mesogenesis and reduce porosity.

Total organic carbon values are 0.5-5% in mudrocks and 12-26% for carbonaceous mudrocks.

Based on previous results, it can be concluded that Tunas Formation has potential as source rock in muddy levels and as reservoir in sandy levels, so the formation can be considered as a potential speculative petroleum system: Tunas-Tunas (?).

INTRODUCCIÓN

Debido a la gran demanda de recursos energéticos a nivel mundial, en los últimos años se ha incrementado la búsqueda de nuevas reservas en cuencas consideradas “frontera” y “de riesgo” y se ha dirigido la atención al desarrollo de reservorios no convencionales de tipo shale oil, shale gas y tight gas sandstones. La Cuenca de Claromecó, de edad carbonífera-pérmica, es un ejemplo de cuenca de frontera (Lesta y Sylwan, 2005) debido a la ausencia de afloramientos y que cuenta con escasa información geológica proveniente de pozos exploratorios y datos geofísicos. Su importancia energética radica en la presencia de capas de carbón y gas metano asociado (Gas de Carbón, GDC) hallados en subsuelo (Arzadún *et al.*, 2016). El porcentaje de gas asociado al carbón depende de varios factores tales como presión, temperatura, contenido de pirita y estructura del carbón. El mismo puede hallarse como gas libre en el espacio poral de la matriz o en fracturas del carbón, como moléculas adsorbidas en su superficie orgánica o disuelto en aguas subterráneas contenidas dentro del carbón. Cuando el gas se encuentra libre puede migrar alojándose en los poros de las capas de areniscas asociadas (Thomas 2002).

Estudios realizados en registros de subsuelo pertenecientes a la cuenca de Claromecó indican la presencia de niveles de carbón y fangolitas carbonosas en las Formaciones Piedra Azul y Tunas (Lesta y Sylwan, 2005 y Arzadún *et al.*, 2016). Para el pozo PANG 0001, Arzadún *et al.*, (2014) y Arzadún (2015) describen dos niveles principales de carbón caracterizados por capas delgadas, del orden de los pocos centímetros hasta 1 metro, intercaladas con areniscas y fangolitas carbonosas. Datos obtenidos a partir de reflectancia de vitrinita arrojan valores de 1,3 a 1,60% para el nivel superior y 1,9 a 2,4% para el intervalo inferior, indicando que la formación se encuentra en estado de catagénesis avanzada – metagénesis, ubicada en la ventana de generación de gases húmedos a condensados y gas metano (Arzadún *et al.*, 2016).

El objetivo de este trabajo es evaluar el potencial de las facies arenosas de subsuelo de la Formación Tunas como reservorios a partir del estudio petrográfico, diagenético y de inclusiones fluidas. Asimismo, es de interés conocer la potencialidad generadora de los niveles fangolíticos mediante el análisis de carbono orgánico total (COT).

Los procesos diagenéticos de tipo mecánicos y químicos, tales como compactación física y cementación, influyen en la calidad del reservorio; por esta razón su estudio contribuye a caracterizar el potencial de la formación para alojar hidrocarburos. Asimismo, el análisis de las inclusiones fluidas aporta información acerca de la presencia y naturaleza de los fluidos diagenéticos que circularon por la cuenca.

MARCO GEOLÓGICO

La cuenca de Claromecó fue definida como tal sobre la base de estudios gravimétricos

realizados por Kostadinoff y Font (1982) e Introcaso (1982) quienes calculan un espesor sedimentario del orden de los 10,5 km por encima del basamento cristalino. Desde el punto de vista tectónico es interpretada por Ramos (1984) y López Gamundí y Rosello (1992) como una cuenca de antepaís. La columna sedimentaria que la integra aflora en las Sierras Australes, continua en subsuelo limitando con el sistema de Tandilia hacia el este-noreste y hacia el sur con la Cuenca del Colorado en la plataforma continental (Ramos 1984; Fryklund *et al.*, 1996).

El pozo Pangea 0001 (37° 34' 48" Sur, 61° 61' 57,35" Oeste) se encuentra en el centro de la Cuenca de Claromecó, al Noreste de las Sierras Australes (Fig. 1); atraviesa niveles correspondientes a la Formación Tunas, perteneciente a la parte superior del Grupo Pillahuincó (Harrington 1947). Esta formación aflora en el sector occidental de las Sierras Australes y continua en subsuelo hacia el este por debajo de capas terciarias, con escasos afloramientos en las zonas de Gonzáles Chávez, Mariano Roldán y Lumb. En superficie está integrada por areniscas finas de color verde claro con laminación entrecruzada, que alternan con limolitas y lutitas de color morado y verdoso finamente laminadas e intercalaciones delgadas de piroclastitas (Harrington 1947, Andreis *et al.*, 1979, López Gamundí 1996, 2006). En subsuelo está compuesta por areniscas finas a medias, intercaladas con fangolitas grises, fangolitas carbonosas, capas de carbón y niveles delgados de tobas finas y arcilitas verdosas con aportes tobáceos (Lesta y Sylwan 2005 y Arzadún *et al.*, 2014, 2015). Basada en su contenido fosilífero se le asigna una edad pérmica temprana (Archangelsky y Cúneo, 1984), avalada con datos isotópicos obtenidos en tobas tanto de la base como en el techo (Arzadún *et al.*, 2018, López Gamundí *et al.*, 2013).

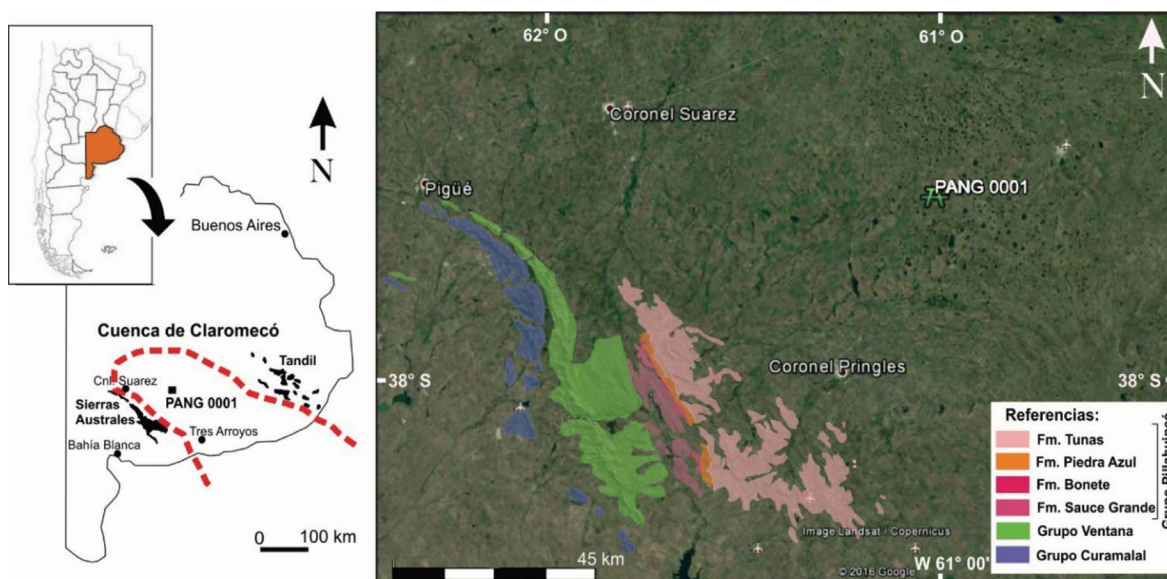


Figura 1. Mapa de ubicación de la cuenca de Claromecó y el pozo PANG 0001 en el ámbito geológico de las Sierras Australes de la provincia de Buenos Aires.

METODOLOGÍA

El trabajo fue realizado sobre muestras de subsuelo pertenecientes al pozo PANG 0001. Los testigos coronafueron donados por la empresa Río Tinto Mining al Departamento de Geología de la Universidad Nacional del Sur (Bahía Blanca, Argentina). Se estudiaron 15 secciones delgadas en facies arenosas correspondientes a distintos intervalos estratigráficos con el fin de evaluar sus características petrográficas y diagenéticas. Los cortes fueron realizados en Laboratorio de Petrografía del INGEOSUR-Departamento de Geología de la Universidad Nacional del Sur. El estudio petrográfico y de inclusiones fluidas se realizó en el laboratorio de Luminiscencia del Departamento de Geología de la UNS con un microscopio de polarización Nikon eclipse 50i POL. Estudios de fluorescencia fueron realizados bajo luz incidente ultravioleta, con una lámpara de mercurio Nikon de 100W (halógena) que provoca la luminiscencia del material. Para determinar el tipo de hidrocarburo presente a partir del color de su fluorescencia se utilizaron criterios de Riecker (1962).

La clasificación de las facies arenosas se realizó utilizando los criterios de Dott (1964), Pettijhon *et al.*, (1987) y el diagrama de clasificación de Folk *et al.*, (1970). En el estudio de los rasgos diagenéticos se tuvo en cuenta fábrica, tipo de cemento, porosidad y principales procesos diagenéticos. La clasificación cualitativa de la porosidad se basa en los criterios de Schmidt y Macdonald (1979). Para la caracterización cuantitativa de la porosidad se realizaron cortes delgados impregnados con resina epoxy azul y se calculó su porcentaje con el programa JMicroVision v1.2.7[®] a partir del análisis de imágenes petrográficas.

Adicionalmente, con el fin de determinar el potencial generador de las facies fangolíticas, se realizaron análisis de COT en el Laboratorio LABSPA-CERZOS-CONICET-UNS con un analizador LECO[®].

RESULTADOS

La columna sedimentaria del pozo PANG 0001 se compone de sedimentitas pertenecientes a la Formación Tunas (Zorzano *et al.*, 2011, Arzadún *et al.*, 2017). Está representada por areniscas finas a medias con estratificación entrecruzada con intercalaciones de heterolitas, fangolitas oscuras con laminación paralela a masivas, delgados niveles de tobas, fangolitas carbonosas y carbón (Fig. 2).

Roca generadora

Con el objetivo de definir la potencialidad de las facies fangolíticas como rocas generadoras se llevaron a cabo análisis de contenido de materia orgánica total a lo largo de todo el perfil. Los

valores de COT van de 0,5 a 5% para fangolitas oscuras y de 12 a 26% para fangolitas carbonosas. Los estratos carbonosos están conformados por láminas de carbón del orden del centímetro hasta 1 metro, intercalados con fangolitas carbonosas, heterolitas y areniscas finas negras. Éstos presentan improntas vegetales, restos de materia orgánica, venillas de carbonato horizontales y abundante pirita diseminada y en nódulos. El primer nivel de carbón, nivel superior, se encuentra entre los 390-412 mbbp, con valores de reflectancia de la vitrinita que van de 1,36 a 1,6%. El nivel inferior se halla entre los 836- 850 mbbp y muestra valores de reflectancia de vitrina de 1,9 a 2,4% (Arzadún *et al.*, 2014, 2016).

ROCA RESERVORIO

Características petrográficas

Las areniscas estudiadas corresponden a diferentes niveles estratigráficos del perfil (Fig. 2) y fueron seleccionadas por su cercanía a las capas carbonosas. Petrográficamente las muestras son consideradas arenitas, según criterios de Dott (1964) y Pettijhon *et al.*, (1987). Se clasifican como litoarenitas, litoarenita-feldespáticas y feldarenita-lítica (Fig. 3), empleando la terminología de Folk *et al.*, (1970). Son de grano medio a fino, entre 0,5 y 0,125 mm, con moderada a buena selección, compuestas por menos de 5% de matriz, 50 a 60% de cuarzo, 25 a 40% de fragmentos líticos y 15 a 5% de feldespatos.

Los fragmentos líticos pertenecen a rocas sedimentarias y rocas volcánicas, hallándose frecuentemente alterados aceolitas y arcillas, principalmente illita. Dentro de los feldespatos se reconocieron microclino y albita; éstos exhiben frecuentemente illitización, conformando por sectores una pseudomatrix. Dentro de los minerales accesorios diagenéticos se destaca la presencia de micas, mayormente biotita y clorita.

Procesos diagenéticos

La calidad de un reservorio se ve directamente afectada por el ambiente depositacional y los procesos diagenéticos que actuaron sobre los sedimentos durante su historia de soterramiento. En los niveles estudiados, los procesos diagenéticos físicos predominan sobre los químicos, siendo la compactación mecánica el factor determinante en la reducción del espacio poral disponible. Otros procesos diagenéticos identificados que afectaron la roca son precipitación de minerales autígenicos como cemento, disolución y alteración de minerales inestables, reemplazo y posterior fracturación tectónica.

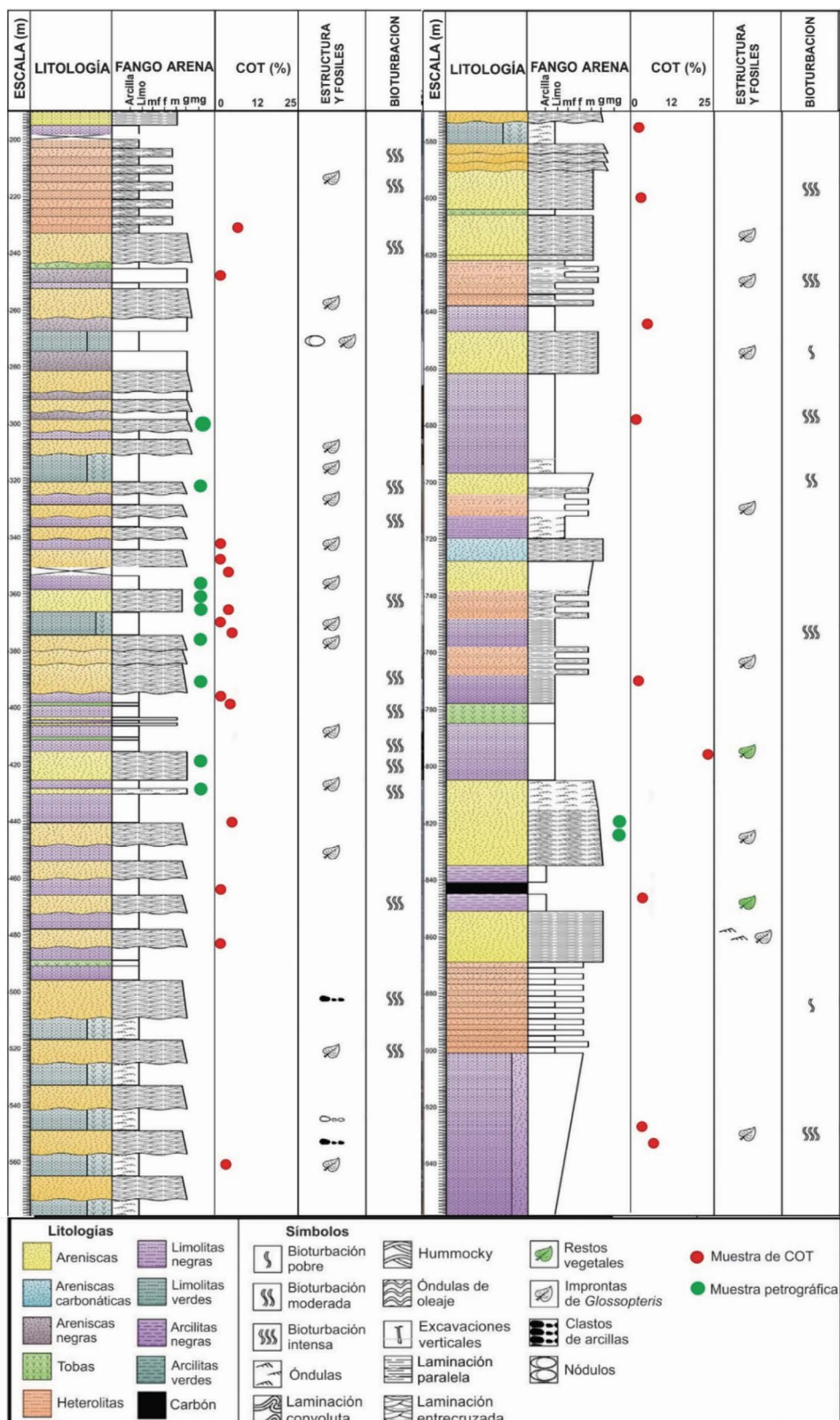


Figura 2. Perfil estratigráfico de la Formación Tunas para el pozo PANG 0001, se muestran valores de COT (rojo) y las muestras sobre las que se realizaron los estudios petrográficos (verde), tomado y modificado de Arzadún *et al.*, 2017.

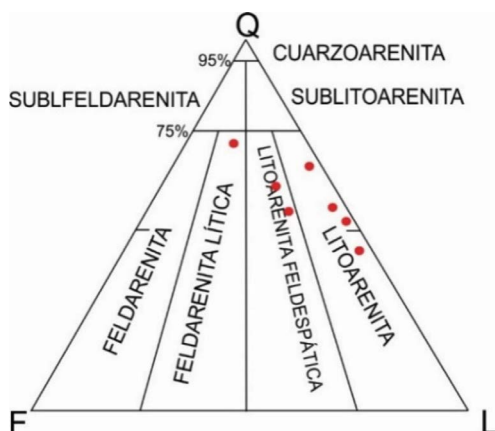


Figura 3. Clasificación petrográfica de las areniscas según el diagrama de Folk *et al.*, 1970

Compactación

Se identificaron granos de cuarzo y feldespato fracturados y por sectores micas flexuradas. Los contactos entre granos son predominantemente rectos y cóncavos convexos (Fig. 4A).

Fracturación

Se diferencian microfracturas locales confinadas a granos y microfracturas que atraviesan la muestra. Las primeras presentan longitud restringida, con aperturas entre 4-8 μm , se observan

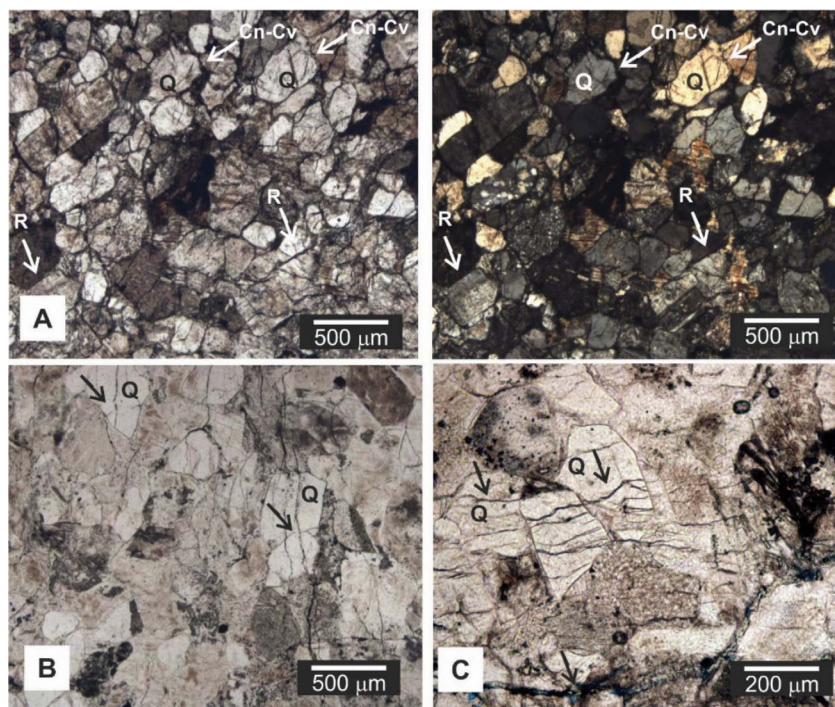


Figura 4. Microfotografías de las areniscas mostrando los efectos de la compactación y fracturación. A) Contactos cóncavos-convexos (Cc-Cv) y rectos (R) entre granos, imagen izquierda sin analizador y derecha con analizador. B) Microfracturas subverticales al plano de laminación, sin analizador. C) Microfracturas subparalelas al plano de laminación, sin analizador. Q: cuarzo.

predominantemente en granos de cuarzo y en menor proporción en feldespatos y fragmentos líticos. Las microfrazas que afectan a toda la muestra son de mayor longitud y apertura, entre 0,02 a 0,04 mm y se disponen con orientaciones paralelas y subparalelas al plano de laminación de la roca (Figs 4B y C). Pueden hallarse abiertas, interconectadas entre sí, o rellenas por cuarzo o calcita.

Cementación y reemplazo

El cemento en las arenitas es escaso, comprende entre un 3 y 5% del total de la muestra. Está representado predominantemente por calcita, dispuesta en el espacio intergranular o como mosaico poikilotópico (Figs 5A y B). Así mismo, es frecuente como mineral de reemplazo sustituyendo parcial a totalmente los granos detríticos.

En menor proporción se presentan cementos ceolíticos, silíceos y feldespáticos. Las ceolitas se encuentran relleno el espacio intergranular y como minerales de reemplazo, presentan baja birrefringencia y en algunos casos desarrollo de maclas (Fig. 5C). El cuarzo se desarrolla como crecimiento sintaxial sobre granos detríticos en continuidad óptica (Fig. 5D). El cemento feldespático es subordinado, se presenta como crecimiento autigénico sobre granos detríticos.

Otro mineral diagenético reconocido es la pirita, la cual precipita como cristales asociados a granos detríticos y en venillas (Fig. 6).

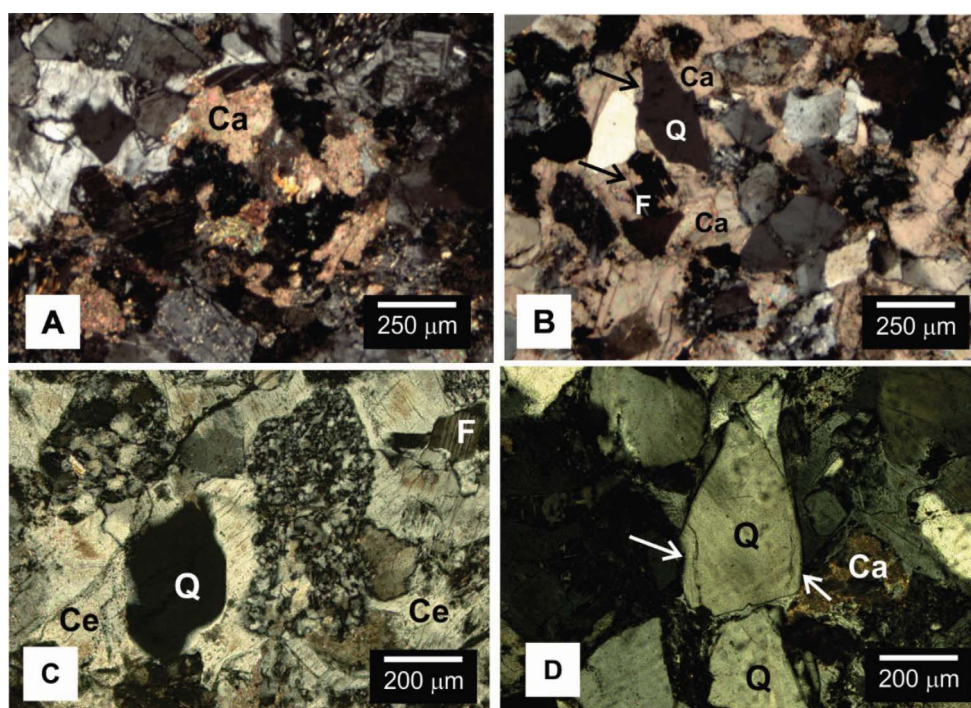


Figura 5. Microfotografías de los cementos presentes con analizador. A) Calcita intergranular. B) Calcita como cemento y reemplazo de granos. Las flechas muestran los bordes de los granos corroídos debido a la disolución y reemplazo. C) Cemento ceolítico. D) Crecimiento secundario de cuarzo (flechas). Q: cuarzo, Ca: calcita, F: feldespato, Ce: ceolita, Lit: fragmento lítico.

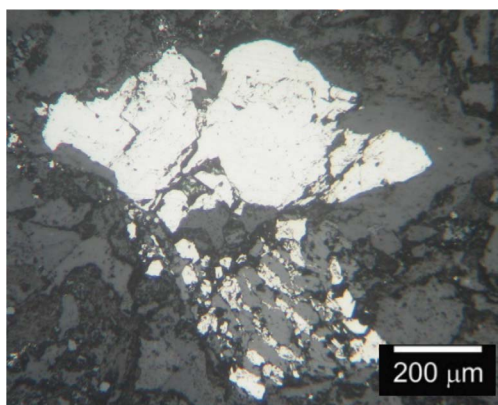


Figura 6. Microfotografía mostrando la precipitación de piritita bajo luz reflejada. Piritita cristalina (Py).

Disolución

La disolución afecta principalmente a los granos detríticos. Se produce en los bordes de granos, a lo largo de planos de fracturas o en las maclas de los feldespatos. En sectores donde la disolución es intensa se observa el reemplazo total de los granos por carbonatos (Figs. 7A y B) o ceolitas. A su vez, es común observar la alteración total de fragmentos líticos y feldespatos a arcillas, principalmente illita (Fig. 7A).

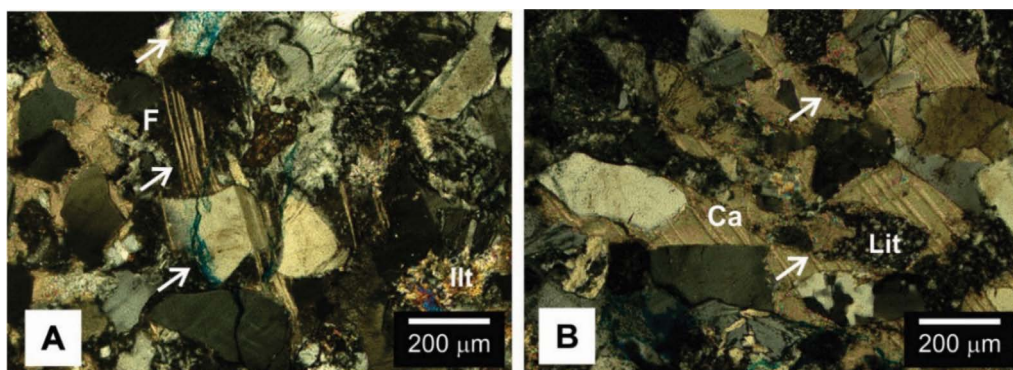


Figura 7. Microfotografías mostrando la disolución y posterior precipitación de minerales autígenicos bajo luz polarizada. A) Disolución de feldespatos a lo largo de planos de maclas y precipitación de calcita, reemplazo de fragmentos líticos por illita. Las flechas muestran disolución en feldespatos generando porosidad. B) Disolución y precipitación de calcita en fragmentos líticos. Las flechas indican los bordes de los granos corroídos producto de la disolución. Ca: calcita, F: feldespato, Lit: fragmento lítico, Ill: illita.

Porosidad

Las arenitas estudiadas presentan baja porosidad con valores de 0,25 a 0,6%, de tipo secundaria, sin evidencias de porosidad primaria remanente. Predomina la porosidad secundaria por fracturación de los granos y la roca y en menor proporción intragranular por disolución de feldespatos y líticos e intracemento por disolución de cemento carbonático (Figs. 8A, B, C y D).

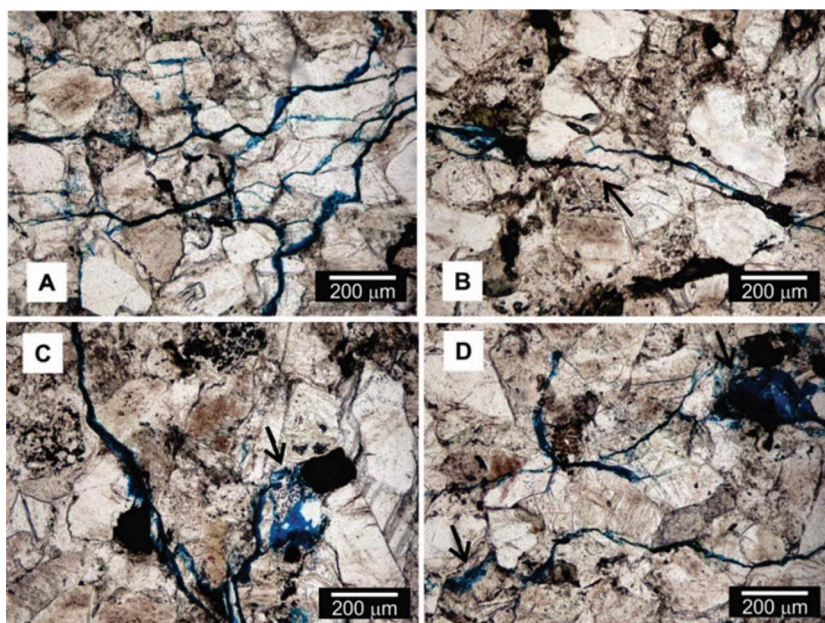


Figura 8. Microfotografías mostrando la porosidad secundaria en arenitas sin analizador A) Porosidad por fracturación. B) Porosidad por fracturación, las flechas indican como las fracturas siguen caras de crecimiento del cemento carbonático. C) Porosidad por fracturación y disolución de cemento y feldespatos. D) Porosidad por fracturación y disolución de cemento y fragmentos líticos.

Inclusiones fluidas

El estudio de inclusiones fluidas permitió identificar dos tipos de ocurrencia: primarias, ubicadas en cementos y venillas y secundarias en microfracturas. Se reconocieron dos tipos de fluidos entrampados en su interior, acuosos y orgánicos.

Las inclusiones acuosas ocurren aisladas, principalmente en cemento, encontrándose la mayor densidad en el cemento carbonático. Éstas son de tipo primarias, monofásicas, con una fase líquida y se presentan en grupos o de manera aislada (Fig. 9A).

Las inclusiones orgánicas ocurren en microfracturas en granos detríticos de cuarzo y de manera subordinada en venillas de calcita y cuarzo. Las halladas en microfracturas son secundarias, mayormente bifásicas, con una fase líquida y una gaseosa y ocurren alineadas a lo largo de uno o más granos (Fig. 9B).

Las inclusiones halladas en las venillas de calcita son de tipo primarias, principalmente bifásicas, hallándose alineadas en planos de clivaje y caras de crecimiento del mineral (Fig. 8C, D y E). En venillas de cuarzo se hallaron en bajas proporciones, presentándose de forma aislada. Las inclusiones orgánicas muestran fluorescencia predominantemente celeste y en menor medida amarilla a dorada. Las halladas en venillas de cuarzo presentan fluorescencia muy débil a nula.

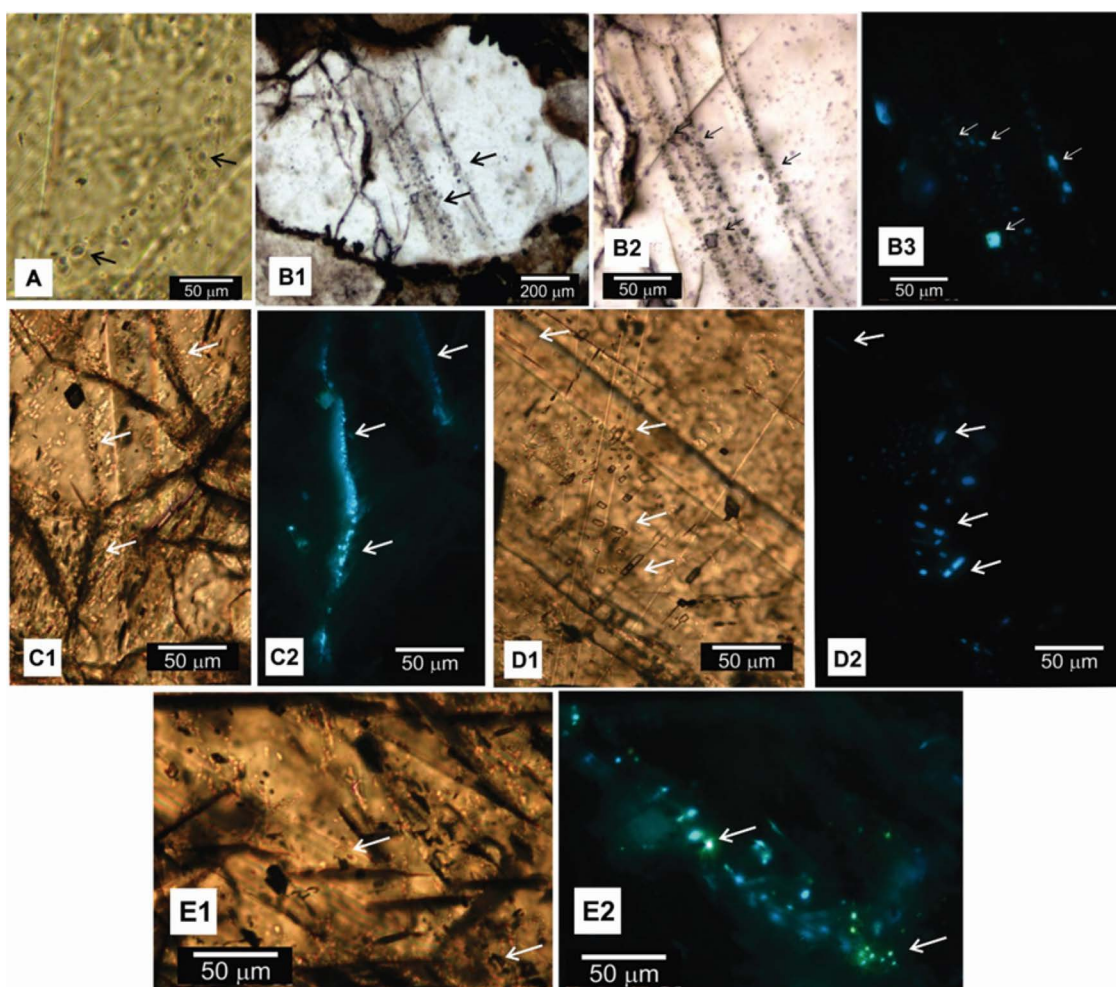


Figura 9. Microfotografías de inclusiones fluidas (IF) con luz transmitida (LT) y luz ultravioleta (UV). A) IF acuosas en cemento carbonático (LT). B1) IF orgánicas alineadas en microfracturas en granos de cuarzo (LT). B2) Detalle de las IF (LT). B3) Fluorescencia celeste bajo luz UV, IF bifásicas indicadas por las flechas. C1) IF en venillas de calcita ubicadas en planos de crecimiento (LT). C2) Fluorescencia celeste bajo luz UV. D1) IF mono y bifásicas en venillas de calcita ubicadas en planos de clivaje. D2) Fluorescencia celeste bajo luz UV. E1) Inclusiones fluidas en venillas de calcita (LT). E2) Fluorescencia celeste y dorada (indicada por las flechas) bajo luz U

DISCUSIÓN

Potencial oleogénico

En base a los resultados de análisis de contenido de materia orgánica de las facies finas obtenidos se destacan dos niveles con potencial generador dentro de la Formación Tunas: un nivel superior, entre los 340 y 420 mbbp, con valores de COT de 0,5-5% y uno inferior, entre los 780 y 880 mbbp, con valores de COT de 1 a 5% para fangolitas y de 12 a 26% para fangolitas carbonosas. La presencia de matas algales (Arzadún *et al.*, 2013 y Febbo *et al.*, 2017) y carbón sapropélico (Arzadún *et al.*, 2016) indican la existencia de querógeno tipo I con potencialidad para generar hidrocarburos líquidos a gaseosos condensados ahúmedos.

A su vez, la presencia de carbón y restos vegetales indican la existencia de querógeno tipo III, apto para la generación de hidrocarburos gaseosos. Valores de reflectancia de vitrinita dentro del rango de 1,3 a 2,4%, indican que la formación Tunas se encuentra en la etapa de catagénesis avanzada-metagénesis, con temperaturas adecuadas para la generación de hidrocarburos.

Historia diagenética

El análisis microscópico de los procesos diagenéticos que afectaron a los sedimentos durante el soterramiento, permitió reconstruir la secuencia paragenética (Fig. 10). Factores como compactación, precipitación de minerales autigénicos, disolución y reemplazo modificaron las características de las arenitas, afectando la calidad de las mismas como roca reservorio. Asimismo, el incremento de la presión y la temperatura durante el soterramiento de los sedimentos finos ricos en materia orgánica, provocó la maduración de la misma, potenciándolos como roca generadora.

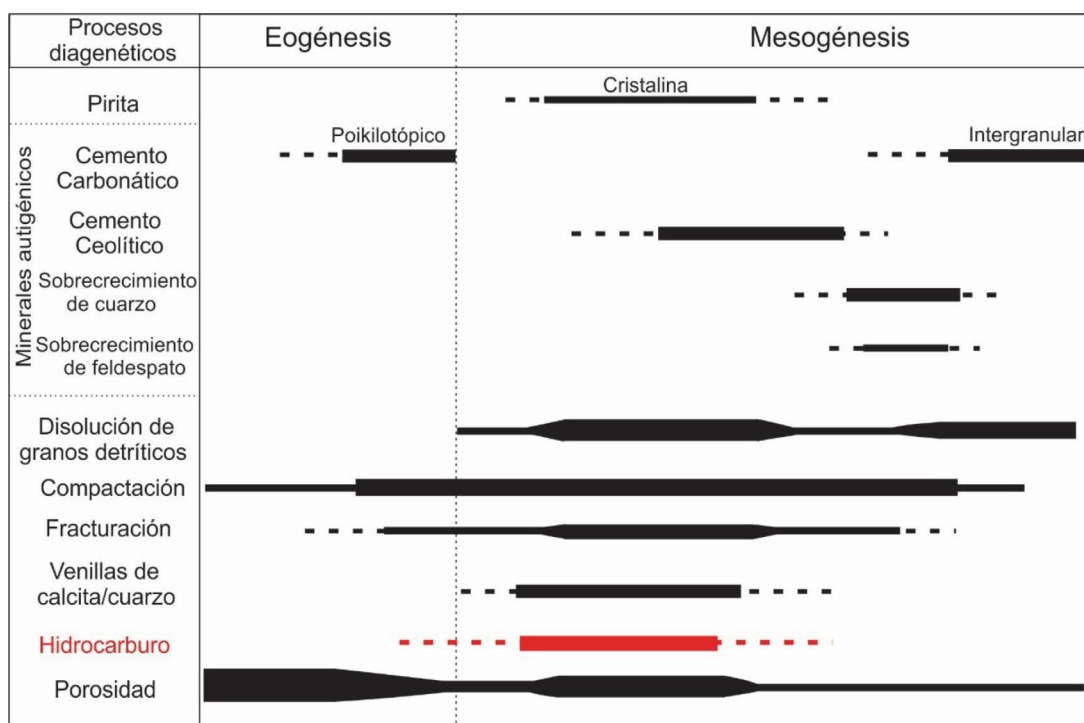


Figura 10. Secuencia paragenética de los niveles estudiados correspondientes a la Formación Tunas.

Durante la eogénesis o diagénesis temprana (0 a 80°C) inicia la compactación mecánica, que continúa durante toda la historia diagenética. La compactación se incrementa conforme aumenta la presión litostática con la profundidad, reduciendo el espacio poral. Simultáneamente se produce la cementación temprana de calcita, tipo poikilotópico, reduciendo el espacio intergranular primario.

En la mesogénesis se producen los cambios más significativos en el reservorio y en los fluidos asociados al mismo. Durante la mesogénesis temprana las temperaturas alcanzadas (80 a 120°C) son óptimas para la maduración de la materia orgánica presente en las facies finas generando hidrocarburos líquidos a gaseosos húmedos. Los procesos de descomposición de la materia orgánica habrían dado origen a un ambiente ácido que indujo a la alteración y disolución de feldespatos, fragmentos líticos y cemento carbonático precipitado previamente. Bajo estas nuevas condiciones de temperatura y pH, los granos detríticos alterados son reemplazos de forma parcial o total por minerales autigénicos, principalmente ceolitas e illita. La precipitación de ceolitas y crecimientos secundarios de cuarzo y feldespatos redujeron la porosidad primaria intergranular remanente. Durante esta etapa precipita piritita cristalina asociada a granos detríticos, principalmente feldespatos, y en venillas.

Por otra parte, la acción de la compactación mecánica, la sobrepresión de poros generada por los fluidos alojados en los mismos, junto con la instauración definitiva de un régimen tectónico compresivo, habrían contribuido a la generación de microfracturas en la roca y en los granos. La fracturación y disolución de granos detríticos y cemento generaron porosidad de tipo secundaria aumentando la calidad del reservorio. Las microfracturas, halladas mayormente interconectadas entre sí, actúan como vías de migración de fluidos acuosos e hidrocarburos. Asimismo, la fracturación de la roca generó espacio disponible para la precipitación de calcita y sílice formando venillas.

Por último, en la mesogénesis tardía, las temperaturas continúan incrementándose por encima de los 120°C dando lugar a condiciones favorables para la generación de gas seco. Durante esta etapa la disolución de granos detríticos y cementos posibilitan la precipitación tardía de cemento carbonático intergranular. Este proceso provoca la reducción de la porosidad y disminuye la calidad del reservorio.

Análisis de inclusiones fluidas y fluidos diagenéticos

El estudio petrográfico y de fluorescencia de las inclusiones fluidas permitió conocer la naturaleza y el grado de maduración alcanzado por los fluidos generados durante la diagénesis. Los niveles arenosos estudiados muestran inclusiones acuosas y orgánicas. Las primeras se encontraron en cementos carbonáticos y en menor proporción ceolíticos y silíceos. Dado que las mismas no presentan fluorescencia, puede interpretarse que no estarían relacionadas con la presencia de hidrocarburos. Esto correspondería a la formación temprana de los cementos precipitados durante la eogénesis, en donde no estaban dadas aún las condiciones para la generación de hidrocarburos o bien una precipitación tardía para los cementos formados durante la mesogénesis, en donde la baja porosidad y permeabilidad no permitió la movilización de los fluidos.

Las inclusiones fluidas orgánicas, halladas en microfracturas en granos detríticos de cuarzo y

venillas, presentan fluorescencia amarilla y en mayor porcentaje celeste, que indicaría la presencia de hidrocarburos líquidos y gaseosos respectivamente (Riecker 1962). Por lo tanto, la fluorescencia en inclusiones fluidas orgánicas comprueba que los hidrocarburos migraron a través de las fracturas siendo en ocasiones atrapados dentro de las mismas.

CONCLUSIONES

El estudio de cantidad, calidad y madurez de la materia orgánica realizado en las facies finas permite concluir que la Formación Tunas presenta dos niveles con potencial generador. El nivel superior, de 390 a 412 mbbp, con valores de reflectancia de vitrinita entre 1,3% y 1,6% presenta potencial para la generación de hidrocarburos gaseosos húmedos a condensados. El nivel inferior, entre 836 y 850 mbbp, presenta potencial para generar hidrocarburo gaseoso seco y carbón antracítico, con valores de reflectancia de vitrinita de 1,9% a 2,4%. Si bien los valores de reflectancia de vitrinita y la presencia de carbón indicarían un estadio diagenético sobremaduro para la generación de hidrocarburos líquidos, la presencia de inclusiones fluidas con fluorescencia amarilla evidencia la existencia de estos fluidos dentro de los niveles analizados. El hidrocarburo líquido esperaría encontrarse en el nivel superior donde la formación se encuentra en etapa de catagénesis.

Los niveles arenosos analizados podrían clasificarse como areniscas compactadas ya que presentan bajos valores de porosidad en el rango de los 0,25 a 0,6%. La porosidad es exclusivamente de tipo secundaria.

La compactación y precipitación de minerales autigénicos cementantes son los procesos diagenéticos de mayor influencia sobre la calidad del reservorio, ya que reducen la porosidad a lo largo de su historia diagenética. Durante la mesodiagénesis, la disolución junto con la fracturación generan porosidad secundaria y la interconectividad de las fracturas proporciona a la roca permeabilidad, actuando como posibles vías de migración, favoreciendo la circulación de los fluidos. Simultáneamente en esta etapa, las condiciones de temperatura y presión son óptimas para la maduración de la materia orgánica (catagénesis), generación y expulsión de los hidrocarburos. La presencia de inclusiones fluidas con fluorescencia amarilla y celeste halladas en microfracturas en granos detríticos de cuarzo y venillas de calcita indican la existencia de fluidos orgánicos presentes en la cuenca, hidrocarburos líquidos y gaseosos respectivamente, durante su historia de soterramiento.

Por lo tanto, la fracturación de los niveles arenosos genera espacio poral actuando las microfracturas como vías de migración y acumulación de los hidrocarburos en ellos. En base a lo expuesto, se concluye que los niveles arenosos naturalmente fracturados presentan potencialidad como reservorios de hidrocarburos.

Los niveles finos que se encuentran por encima de estos horizontes, podrían actuar como roca

sello, constituyendo una trampa de tipo estratigráfica. Debido a que no se cuenta con información sísmica de la zona estudiada no se puede determinar la existencia de trampas de tipo estructurales o combinadas.

Sobre esta base, se concluye que la Formación Tunas posee potencialidad como roca generadora en sus niveles fangolíticos y como reservorio en sus niveles arenosos naturalmente fracturados, pudiendo considerarse como un sistema petrolero en sí mismo de tipo especulativo: Tunas-Tunas(?) acorde a Magoon (1994).

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen al Departamento de Geología de la Universidad Nacional de Sur por facilitar el instrumental y la infraestructura necesarios para llevar adelante esta investigación. A la Comisión de Investigaciones Científicas de la provincia de Buenos Aires (CIC) por el otorgamiento del subsidio PIT-AP-BA 2016/17/18 que permitió financiar las actividades. Al proyecto “Agregando Valor”, otorgado por la Secretaría de Políticas Universitarias. El desarrollo de esta investigación se encuentra en el marco de una tesis doctoral asignada por la Comisión de Investigaciones Científicas de la provincia de Buenos Aires (CIC).

BIBLIOGRAFÍA

- Andreis, R.R., Lluch, J.J. e Iñiguez Rodríguez, A.M. 1979. Paleocorrientes y paleoambientes de las Formaciones Bonete y Tunas, Sierras Australes de la Provincia de Buenos Aires, Argentina. VI Congreso Geológico Argentino, Actas 2: 207-224, Buenos Aires.
- Archangelsky, S. y Cúneo, R. 1984. Zonación del Pérmico continental de Argentina sobre la base de sus plantas fósiles. III Congreso latinoamericano Paleontológico, Memoria 143-153, Ciudad de México.
- Arzadún, G. 2015. Análisis del soterramiento de la Formación Tunas en las Sierras Australes de la Provincia de Buenos Aires a partir de índices de compactación y de empaquetamiento. Tesis doctoral, Universidad Nacional del Sur (inédita), 243 p., Bahía Blanca.
- Arzadún, G., Cesaretti, N. N., Fortunatti N. B., Cisternas M. E. 2013. Análisis de petrografía y fluorescencia de inclusiones fluidas en carbonato de matas algáceas de la Formación Tunas, Cuenca de Claromecó, Provincia de Buenos Aires, Argentina. XXI Congreso de mineralogía y metalogenia, Actas: 165-169, San Juan.
- Arzadún, G., Cisternas, M.E., Cesaretti, N.N. y Tomezzoli, R.N. 2016. Análisis de materia orgánica en niveles de carbón identificados en el pozo PANG0001, en la Formación Tunas (Pérmico de Gondwana), Cuenca de Claromecó, provincia de Buenos Aires. Revista de la Asociación Geológica Argentina 73.
- Arzadún, G., Cisternas, M.E., Cesaretti, N.N. and Tomezzoli, R.N. 2017. Presence of charcoal as evidence of paleofires in the Claromecó Basin, Permian of Gondwana, Argentina: Diagenetic and paleoenvironment analysis based on coal petrography studies. GeoResJournal, 14: 121-134.

- Arzadún, G., Tomezzoli, R.N., Cisternas, M. E., Cesaretti, N.N. y Fortunatti, N. 2014. Análisis diagenético y estructural en la Formación Tunas (Pozo PANG0001 - Pérmico de la Cuenca de Claromecó-Sierras Australes, Provincia de Buenos Aires, Argentina). IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Actas: 481-497, Mendoza.
- Arzadún, G., Tomezzoli, R.N., Trindade, R., Gallo, L.C., Cesaretti, N.N., Calvagno, J.M. 2018. Shrimp zircon geochronology constrains on Permian pyroclastic levels, Claromecó Basin, South West margin of Gondwana, Argentina, *Journal of South American Earth Sciences*, doi: 10.1016/j.jsames.2018.05.001.
- Dott, R.H. 1964. Wacke, greywacke and matrix what approach to immature sandstone classification. *Journal of Sedimentary Petrology* 34: 625-632.
- Febbo, M. B., Fortunatti, N. B., Arzadún, G., Cesaretti, N. N., Tomezzoli, R.N., 2017. Análisis de facies de subsuelo y su potencial oleogenético para el pozo PANG 0001, Formación Tunas, Pérmico de la Cuenca de Claromecó, Provincia de Buenos Aires. XX Congreso Geológico Argentino. Prospección y desarrollo de yacimientos convencionales y no convencionales y desarrollo en campos maduros, libro digital: 27-33, San Miguel de Tucumán.
- Folk, R.L., Andrews, P.B. y Lewis, D.W. 1970. Detrital sedimentary rock classification and nomenclature for use in New Zeland. *New Zeland Journal of Geology and Geophysics* 13: 937-968.
- Fryklund, B., Marshall, A. y Stevens, J. 1996. Cuenca del Colorado. En Ramos V.A. y TuricM.A. (ed.), *Geología y Recursos Naturales de la Plataforma Continental Argentina*, Relatorio 8, Asociación Geológica Argentina: 135-158, Buenos Aires.
- Harrington, H.J. 1947. Explicación de las Hojas Geológicas 33m y 34m, Sierras de Curamalal y de la Ventana, Provincia de Buenos Aires. Servicio Nacional de Minería y Geología 61, 43 p., Buenos Aires
- Introcaso, A. 1982. Características de la corteza en el positivo bonaerense: Tandilia-Cuenca Interserrana-Ventania a través de datos de gravedad. *Observatorio Astronómico Municipalidad de Rosario*, Publicación del Instituto de Física de Rosario 8: 1-6, Rosario.
- Kostadinoff, J. y Font de Affolter, G. 1982. Cuenca Interserrana Bonaerense, Argentina. V Congreso Latinoamericano de Geología, Actas 4: 105-121, Buenos Aires.
- Lesta P. y Sylwan, C. 2005. Cuenca de Claromecó. VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Simposio Frontera Exploratoria de la Argentina, Actas 217-231, Mar del Plata.
- López Gamundi, O.R. 1996. Modas detríticas del Grupo Pillahuincó (Carbonífero tardío- Pérmico), Sierras Australes de la Provincia de Buenos Aires: su significado geotectónico, *Revista de la Asociación Argentina de Sedimentología* 3: 1-10.
- López Gamundi O.R. 2006. Permian plate margin volcanism and tuffs in adjacent basins of west Gondwana: Age constraints and common characteristics. *Journal of South American Earth Sciences* 22: 227-238.
- López Gamundi, O.R., Fildani, A., Weislogel, A. y Rossello, E. 2013. The age of the Tunas Formation in the Sauce Grande basin-Ventana foldbelt (Argentina): implications for the Permian evolution of the southwestern margin of Gondwana. *Journal of South American Earth Sciences* 45: 250-258.
- Lopez-Gamundi, O.R. and Rossello, E.A. 1992. La Cuenca interserrana (Claromecó) de Buenos Aires, Argentina: un ejemplo de cuenca hercínica de antepaís. III Congreso Geológico de España y VIII Congreso Latinoamericano de Geología, 4: 55 -59, Salamanca

- Magoon, L.B. y Dow W. G. 1994. The Petroleum System- From Source to Trap. The American Association of Petroleum Geologists. 665 p., Oklahoma, U.S.A.
- Pettijohn, F.J., Potter, P.E. y Siever, R. 1987. Sand and sandstone. Segunda edición, Springer- Verlag, 553 p., New York.
- Ramos, V.A. 1984. Patagonia: un nuevo continente paleozoico a la deriva? IX Congreso Geológico Argentino, Actas 2: 311-325, Bariloche.
- Riecker, 1962. Hydrocarbon fluorescence and migration of petroleum. Bulletin of the American Association of Petroleum Geologist, 46 (1): 60-75.
- Roedder, E., 1984. Fluid inclusions: Reviews in Mineralogy, Vol. 12, Mineralogical Society of America, 644 p.
- Schmidt, V. y McDonald, D.A. 1979. The role of secondary porosity in the course of sandstone diagenesis. En: Scholle, P.A. y Schluger, P.R. (ed.), Aspects of Diagenesis. Society of Economic Paleontologists and Mineralogists, Special Publication 26: 159-173, Tulsa.
- Thomas, L. 2002. Coal Geology. John Wiley & Sons Ltd. The Atrium, Southern Gate, Chichester, 384 p., West Sussex, England.
- Zorzano, A., Di Meglio, M., Zavala, C. y Arcuri, M.J. 2011. La Formación Tunas (Pérmico) en la Cuenca Interserrana. Primera correlación entre campo y subsuelo mediante registros de rayos gamma. XVIII Congreso Geológico Argentino, Actas 2-6, Neuquén.