

CARACTERIZACIÓN Y POTENCIALIDAD DE RESERVORIOS NO CONVENCIONALES TIPO SHALE GAS Y TIGHT GAS SANDSTONE ASOCIADOS A GAS DE CARBÓN, A PARTIR DEL ESTUDIO DE LA ESTRATIGRAFÍA MECÁNICA, POZO PANGA 0003, CUENCA DE CLAROMECÓ, PROVINCIA DE BUENOS AIRES

Giselle Choque¹, Santiago Agustín Caruso¹, María Belén Febbo²,

Natalia Beatriz Fortunatti¹, Nora Noemí Cessaretti¹

1: Dpto. de Geología, Universidad Nacional del Sur (UNS), chgiselle@gmail.com, santiagocaruso@gmail.com,
nataliafortunatti@gmail.com, nncesaretti@gmail.com

2: Dpto. de Geología, Universidad Nacional del Sur (UNS), Comisión de Investigaciones Científicas de la provincia
de Buenos Aires (CIC), belenfebbo@gmail.com

Palabras clave: Formación Tunas, testigos corona, diagénesis, geomecánica, gas metano

ABSTRACT

Characterization and potential of shale gas and tight gas sandstone unconventional reservoirs associated to coal bed methane, based on mechanical stratigraphy approach, Pang 0003 well, Claromecó Basin, Buenos Aires Province.

Keywords: Tunas Formation, cores, diagenesis, geomechanics, methane gas.

Claromecó Basin, central-east Argentina, is defined as a frontier basin based on geological and geophysical data. In the 90's, exploration activity found 82 coal beds with thicknesses up to 8 meters in Pillahuincó Group, Upper Palaeozoic. PANG 0003 well, near Laprida city, drilled sandstones, tuffs, shales and sub-horizontal coal strata from Tunas Formation (Permian). Coal beds and seams recently became important as an energetic resource due to diagenetic methane gas produced in advanced coalification. In Tunas Formation, measured vitrinite reflectance values of 1.3-2.4% indicate catagenesis-metagenesis stage (wet gas to condensate and dry gas generation). The aim of this study is to identify and characterize geomechanical facies present in basal 200 meters section of PANG 0003 well cores, applying mechanical stratigraphy concept. Mechanical stratigraphy links a specific lithology with fractures development and constitutes a useful tool to identify possible migration paths for diagenetic fluids. The main lithological facies identified were sandstone and shale. Fractures analysis involves orientation, density and hierarchy. The fractures orientation is mostly represented by subvertical and subhorizontal discrete planes with subordinate conjugate joint systems, interpreted as result of compressive tectonic stresses. Fractures density is low for sandstone facies and high for shale facies. In the case of hierarchy, sandstone facies develop fracture thicknesses variation from high hierarchy (2-3 cm thick) to low hierarchy (1-2 mm thick) while shale facies displays only low hierarchies. Fractures are commonly cemented, with calcite as typical mineral and low quantities of quartz, sulfate and pyrite. Open fractures only occur locally for shale facies associated with coal beds. As result, three geomechanical facies were defined: sandstone geomechanical facies with absence of fractures; sandstone geomechanical facies with low density and variable hierarchy of fractures, always cemented and shale geomechanical facies with high

density and low hierarchy of fractures, cemented or not. According to mechanical stratigraphy both previous sandstone geomechanical facies could work as unconventional tight-gas sandstone reservoir. Shale geomechanical facies displays an advantageous rheological behavior for fluid migration due to open fractures nearby coal beds. According to vitrinite reflectance data, unconventional reservoirs for Claromecó Basin could in the future be focused associated to coal beds and seams. This research represents the first subsurface fracture description for Claromecó Basin. Comprehension of fracture system and presence or absence of cements is necessary to characterize different stratigraphic levels in order to predict reservoir behavior towards eventual exploitation.

INTRODUCCIÓN

La Cuenca de Claromecó se localiza en el sector centro-oriental de la Provincia de Buenos Aires está limitada por las Sierras Australes y las de Tandilia (Fig. 1). Su límite norte se extiende aproximadamente hasta las latitudes de la localidad de Trenque Lauquen y hacia el sureste ingresa a la plataforma argentina, por debajo de la Cuenca del Colorado, constituyendo el basamento de la misma. Posee una extensión total de 65.000 km² de los cuales 45.000 km² corresponden al onshore y los 20.000 km² restantes al offshore (Zilli *et al.*, 2005).

Desde el punto de vista petrolero la Cuenca de Claromecó califica como una “Cuenca Frontera” (Lesta y Sylwan 2005). Entre los años 1995 y 2005 bajo el marco de proyectos de exploración en la Provincia de Buenos Aires la empresa Barranca Sur S.A. realizó relevamientos sísmicos 2D y 7 pozos de exploración, que interceptaron niveles carbonosos de espesor relevante (Lesta y Sylwan 2005). En el año 2008, la empresa Río Tinto S.A. realizó tres sondeos denominados PANG 0001, 0002 y 0003 con recuperación de coronas para definir el potencial de los horizontes de carbón (Rossello 2016). En el pozo PANG 0003 se descubrieron 32 niveles de carbón con un espesor acumulado de aproximadamente 16 metros, localizados entre los 681 y los 899 mbbp (Rossello 2016). Bonacorso *et al.*, (2001) plantean el interrogante acerca de la existencia de un sistema de petróleo-gas-carbón.

Los registros de perforación mencionados (pozos PANG 0001, 0002 y 0003) fueron donados en el año 2010 por la Empresa Río Tinto Mining and Exploration Limited (Sucursal Argentina) al Departamento de Geología de la Universidad Nacional del Sur. Para el caso del pozo PANG 0003, el material representa unos 900 metros del subsuelo de la Cuenca de Claromecó.

El material de estudio del presente trabajo está constituido por los 200 metros basales del sondeo PANG 0003. El objetivo es identificar y caracterizar facies geomecánicas presentes en el intervalo mencionado a través del concepto de estratigrafía mecánica (Laubach *et al.*, 2009). Como resultado, las facies con comportamiento reológico frágil podrían constituir potenciales reservorios no convencionales de tipo shale-gas (esquistos gasíferos) y tight-gas sandstone (areniscas gasíferas muy compactas). La estratigrafía mecánica vincula una litología específica con el desarrollo de

fracturas y constituye una herramienta exitosa en la determinación de patrones de migración de fluidos diagenéticos.

De acuerdo a Stinco (2009) actualmente pueden definirse tres tipos de reservorios de hidrocarburos: convencionales, naturalmente fracturados y no convencionales. La clasificación de los mismos se basa en la complejidad de la tecnología asociada a su explotación, así como los volúmenes de hidrocarburos que alojan y la relación costo-beneficio. La creciente demanda de energía junto con las limitantes de los recursos no renovables conlleva a la búsqueda de nuevas alternativas más allá de los yacimientos hidrocarburíferos convencionales. Por tal motivo, los recursos no convencionales han tomado gran relevancia en los últimos años. Debido a que la tasa de producción de estos últimos es muy baja en comparación con los altos costos que involucra su explotación, resulta necesario un estudio preliminar exhaustivo de su geología para minimizar riesgos y asegurar extracciones exitosas. A partir de los diferentes tipos de reservorios no convencionales mencionados por Stinco (2009) se enfatizó en dos de ellos: shale-gas y tight-gas sandstone. Si bien el registro de subsuelo del pozo PANG 0003 posee niveles que podrían en principio ser estudiados como posibles reservorios no convencionales de tipo GDC (Gas de Carbón), los mismos no son abordados en esta presentación.

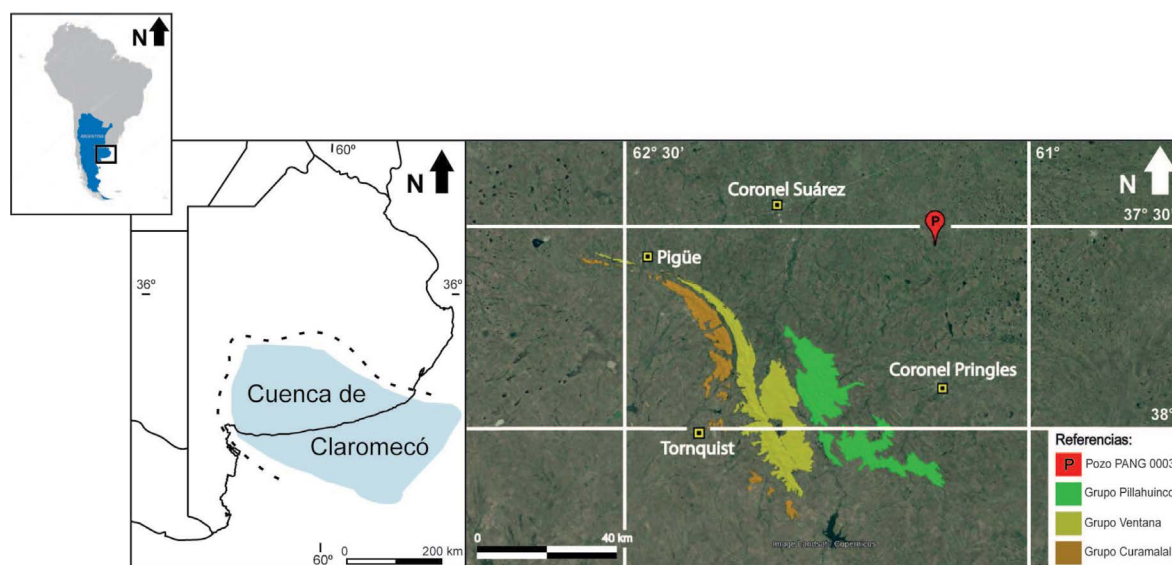


Figura 1. Mapa de ubicación de la Cuenca de Claromecó y del pozo PANG 0003.

METODOLOGÍA

Se relevaron los 200 metros basales de material de subsuelo (testigos corona) pertenecientes al pozo PANG 0003 a fin de definir facies geomecánicas, en base al concepto de estratigrafía mecánica definido por Laubach *et al.*, (2009). De acuerdo a Gale *et al.*, (2014) se registraron y midieron los atributos de aproximadamente 2700 fracturas: orientación, densidad, jerarquía,

ausencia o presencia de cemento y mineralogía del mismo.

La orientación se determinó de acuerdo a la metodología propuesta por Holcombe (2017) donde se mide el ángulo alfa (α) que resulta de la intersección entre la venillas y el eje del testigo, en este caso vertical. La densidad de fracturas se contabilizó por cada metro de profundidad de testigo recuperado. La jerarquía se asignó en función del espesor decreciente, desde 1 (2-3 cm) hasta 5 (1-2 mm). La mineralogía del cemento se determinó macroscópicamente en función de sus características como hábito cristalino, color, dureza y reacción al ácido clorhídrico. La textura del material cementante se definió según Nelson (2001).

Los datos de las fracturas relevados y procesados se volcaron en un perfil tipo Selley representativo de la porción estudiada del pozo.

MARCO GEOLÓGICO

La historia y definición de un depocentro de rocas paleozoicas en el sector central de la provincia de Buenos Aires se reseña y describe en Ramos y Kostadinoff (2005). Su origen se interpreta asociado a una cuenca de antepaís, vinculada al orógeno de las Sierras Australes de Buenos Aires. Pángaro *et al.*, (2012) interpretan este sector como parte de la Cuenca de Hespérides del Pennsylvaniano-Triásico temprano, que se continúa lateralmente con las cuenca Chacoparanense en Sudamérica y Kalahari y Karoo en África.

Los sedimentos paleozoicos de la Cuenca de Claromecó se correlacionan con los grupos Curamalal, Ventana y Pillahuincó, de edad paleozoica (Harrington 1947) aflorantes en las Sierras Australes de la provincia de Buenos Aires (Fig. 2). Este orógeno posee morfológica y estructuralmente las características propias de una cadena plegada y corrida asociada a esfuerzos compresivos provenientes desde el sudoeste a fines del Paleozoico (Tomezzoli y Cristallini 1998, 2004; Dimieri *et al.*, 2005). La intensidad de los rasgos asociados a la deformación presente en los grupos Curamalal y Ventana varía para el Grupo Pillahuincó, el cual muestra atenuación en la intensidad del plegamiento, cambio sutil en la vergencia y desarrollo de zonas triangulares (Dimieri *et al.*, 2005). La intensidad de la deformación decrece de manera importante de SO a NE y se registra en líneas sísmicas disposición subhorizontal en las sedimentitas de la Cuenca de Claromecó (Ramos y Kostadinoff 2005). En base a los estudios paleomagnéticos realizados por Tomezzoli y Vilas (1999), edades de re-cristalización de la illita (Buggisch 1987) y a los estratos de crecimiento descriptos por López Gamundi *et al.*, (1995), se puede definir la edad de la deformación de las Sierras Australes como Pérmica Temprana.

El Grupo Pillahuincó, del Paleozoico Tardío está constituido por las Formaciones Sauce Grande, Piedra Azul, Bonete y Tunas (Harrington 1947). La Formación Tunas aflora sobre el margen nororiental de las Sierras Australes y en pequeños afloramientos aislados dentro de la Cuenca de Claromecó, en cercanías de la localidad de Adolfo Gonzales Chaves, Mariano Roldán

y Lumb. Litológicamente está compuesta por una intercalación de areniscas y limolitas, con presencia de fangolitas carbonosas pertenecientes a un ambiente de plataforma de muy escasa pendiente y condiciones infralitorales, con escasa actividad de mareas (Andreis *et al.*, 1989). El espesor de la unidad es discutido. En afloramiento, Andreis *et al.*, (1979) midieron 710 metros de potencia, Suero (1972) 2400 metros y Japas (1986) aproximadamente 1000 metros. En subsuelo, Lesta y Sylwan (2005) la ubican dentro del Ciclo 3 del relleno de la cuenca, representada por areniscas finas a medias intercaladas con fangolitas, fangolitas carbonosas, niveles de carbón y capas delgadas de tobas.

Las litologías descriptas son similares a las relevadas por Arzadún (2015) y Arzadún *et al.*, (2014, 2016) para el pozo PANG 0001, tratándose de rocas asignables a la Formación Tunas. En muestras de este pozo, valores de reflectancia de vitrinita en el rango de 1,3-2,4% ubican a la formación en etapa de Catagénesis avanzada-Metagénesis con generación de hidrocarburos gaseosos húmedos a secos (Arzadún *et al.*, 2014 y 2016). Febbo *et al.*, (2017) describen como potenciales reservorios de hidrocarburos para el pozo PANG 0001 a las facies de areniscas negras y areniscas carbonáticas debido a su porosidad secundaria por fracturación inter e intragranular.

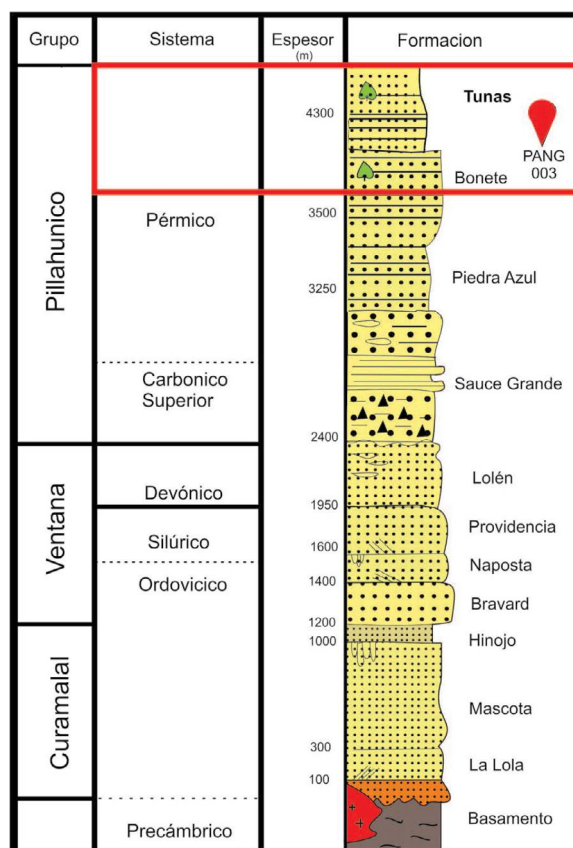


Figura 2. Columna estratigráfica de Sierras Australes con la ubicación cronoestratigráfica de la Formación Tunas y del pozo PANG 0003.

RESULTADOS

La figura 3 (A y B) muestra el perfil estratigráfico tipo Selley desde la base de la perforación a 901,58 metros hasta los 700 metros de profundidad y representa un total de 201,58 metros relevados.

Litología:

Las unidades litológicas más representativas de la porción estudiada del pozo corresponden a areniscas y fangolitas.

En las areniscas se distinguen tres grupos. El primero corresponde a granos tamaño arena fina (0,125-0,25 mm), con tonalidades grises a negras y presencia de estructuras sedimentarias de tipo laminación planar y ripples. Un segundo grupo está representado por areniscas de grano medio (0,25-0,5 mm), caracterizadas por presentar color gris, laminación planar, estratificación entrecruzada y presencia de ripples. Dentro de este grupo, se destacan niveles masivos con aspecto particular debido a su cementación diferencial. Por último, el tercer grupo corresponde a areniscas de grano fino a medio (0,125-0,5 mm) con presencia parcial de cemento carbonático. El grado de compactación de las areniscas se corroboró a partir del análisis macroscópico de los contactos entre granos (cóncavo-convexos y suturados), teniendo asociada esta litología muy baja permeabilidad. La recuperación de los testigos es muy buena.

Entre las unidades litológicas fangolíticas se distinguen dos grupos: las fangolitas propiamente dichas y las fangolitas carbonosas. Ambos grupos presentan colores negros, fisilidad, baja dureza y en general, moderados a bajos porcentajes de recuperación de los testigos. Las fangolitas carbonosas son las de mayor importancia ya que se encuentran asociadas a los niveles de carbón.

Fracturación:

La litología de areniscas presentó aproximadamente el 35% de las fracturas relevadas con menor densidad de fracturación que las fangolitas, que registraron el 65% restante. Se midieron tres grupos con distinta orientación espacial de planos de fractura (Holcombe 2017) para las litologías mencionadas: subhorizontales ($\alpha = 80/90^\circ$), subverticales ($\alpha = 0/10^\circ$) y conjugadas ($\alpha \sim \pm 30^\circ$ y $\alpha \sim \pm 70^\circ$). La distribución porcentual de las orientaciones se observa en la Figura 4. Teniendo en cuenta que un pozo vertical es un registro puntual, la presencia persistente de fracturas subverticales indica poco espaciamiento entre planos de fracturación con dicha orientación. Por lo tanto, en ambas litologías, se observa que la cantidad de fracturas que responden a juegos conjugados ($\pm 30^\circ$ y $\pm 70^\circ$) se encuentran en menor proporción respecto a las subhorizontales y subverticales.

Caracterización y potencialidad de reservorios no convencionales tipo shale gas y tight gas sandstone asociados a gas de carbón, a partir del estudio de la estratigrafía mecánica, pozo Pangea 0003, Cuenca de Claromecó, provincia de Buenos Aires

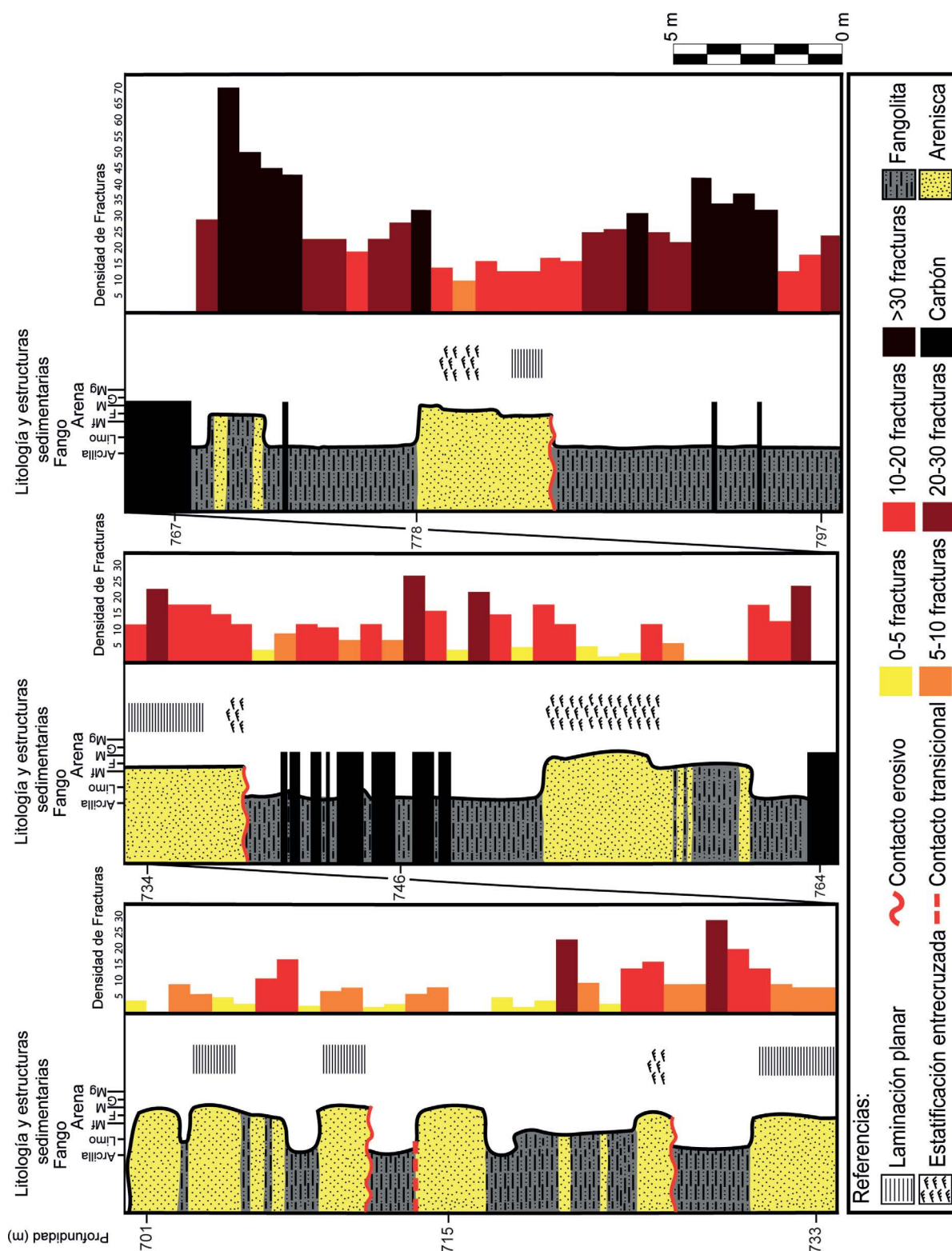


Figura 3.A. Perfil sedimentológico de los 98 metros superiores de la sección elegida para el pozo PANG 0003 y densidad de fracturación de las diferentes facies geomecánicas reconocidas.

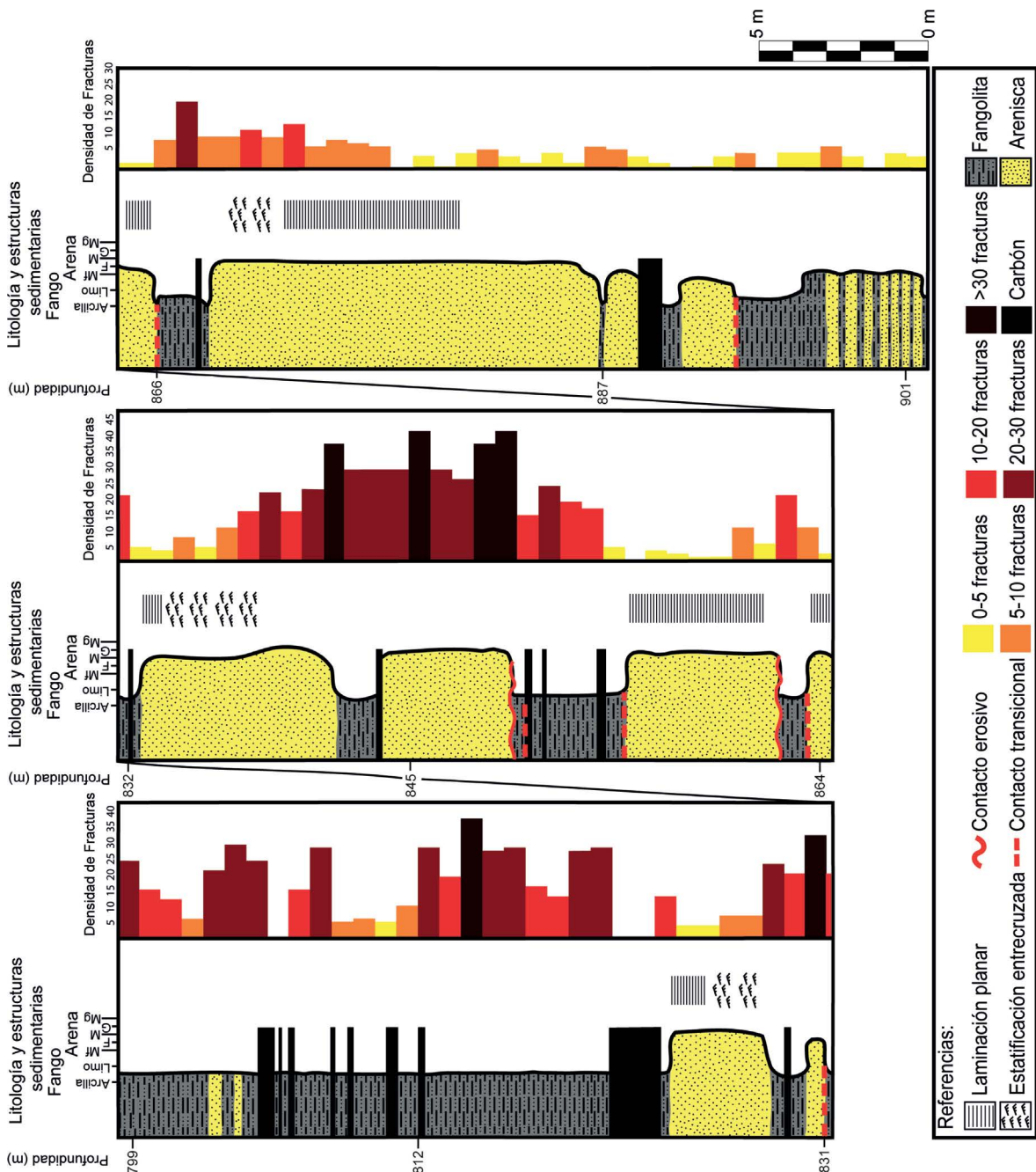


Figura 3.B. Perfil sedimentológico de los 102 metros basales de la sección elegida para el pozo PANG 0003 y densidad de fracturación de las diferentes facies geomecánicas reconocidas.

Las areniscas presentan planos de fracturas de jerarquías variables; sin embargo, concentran las jerarquías más altas, con espesores de entre 1 y 3 centímetros. Las fangolitas exhiben fracturas de baja jerarquía de orden milimétrico.

La mayoría de las fracturas de todas las jerarquías se encuentran cementadas. Los cementos más frecuentes poseen composición carbonática (CaCO_3) y se observaron de forma subordinada

pirita, sulfatos y cemento silíceo. Distintas texturas de relleno pudieron observarse, por ejemplo vuggy, fibrosa y cristalina (Nelson 2001).

La cementación de las fracturas es un rasgo que predomina principalmente en las areniscas. Las fangolitas poseen fracturas cementadas, aunque pudo observarse en los sectores aledaños a las capas de carbón planos abiertos sin cemento.

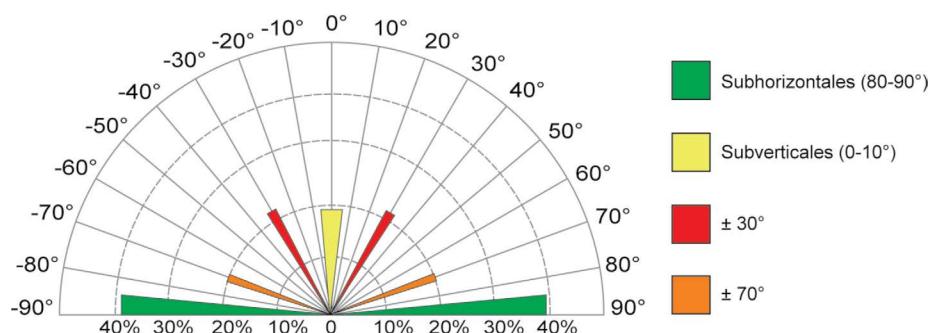


Figura 4. Diagrama esquemático donde se representan la cantidad de fracturas en porcentaje (longitud de la recta) con sus respectivas orientaciones.

INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS:

En base al concepto de estratigrafía mecánica se determinan tres facies geomecánicas representativas (Fig. 5):

1. Facies geomecánica de arenisca, que no presenta fracturas.
2. Facies geomecánica de arenisca fracturada, que exhibe baja densidad de fracturas con jerarquías variables y presencia de cementos.
3. Facies geomecánica de fangolita o shale, caracterizada por poseer alta densidad de fracturas con baja jerarquía y presencia o, localmente, ausencia de cementos.

Facies geomecánica de areniscas sin fracturas:

En el caso de la facies geomecánica de areniscas sin fracturas tanto las características litológicas y diagenéticas como la ausencia de planos abiertos permiten catalogarla como un reservorio no convencional de tipo tight-gas sandstone.

Facies geomecánica de areniscas con fracturas:

La facies geomecánica de areniscas con fracturas posee las mismas particularidades que la facies previa, diferenciada únicamente por la presencia de fracturas. La cementación, en todos los planos asociados a este rasgo, no permite sumar a estos niveles vías de migración de fluidos;

por el contrario, esta cementación ofrece barreras de permeabilidad para la movilización de los mismos. El nulo desarrollo de porosidad secundaria y de permeabilidad por fracturación permiten catalogar a esta facies geomecánica nuevamente como reservorio no convencional de tipo tight-gas sandstone.

Facies geomecánica de fangolitas

Finalmente, en el caso de la facies geomecánica de fangolitas, es necesario llevar adelante estudios geoquímicos de cantidad, calidad y madurez de la materia orgánica para definir niveles con potencial oleogénico y eventualmente niveles con potencialidad como reservorio no convencional tipo shale-gas. Sin embargo, la elevada densidad de fracturas abiertas en horizontes asociados a las capas de carbón permite interpretar esta facies geomecánica como reservorios naturalmente fracturados (Nelson 2001). El origen de las fracturas podría ser diverso, estando asociado a la diagénesis de la materia orgánica y su conversión en kerógeno y en fluidos (Gale *et al.*, 2014) así como también a tectonismo y/o eventualmente, a la acción simultánea de ambos procesos.

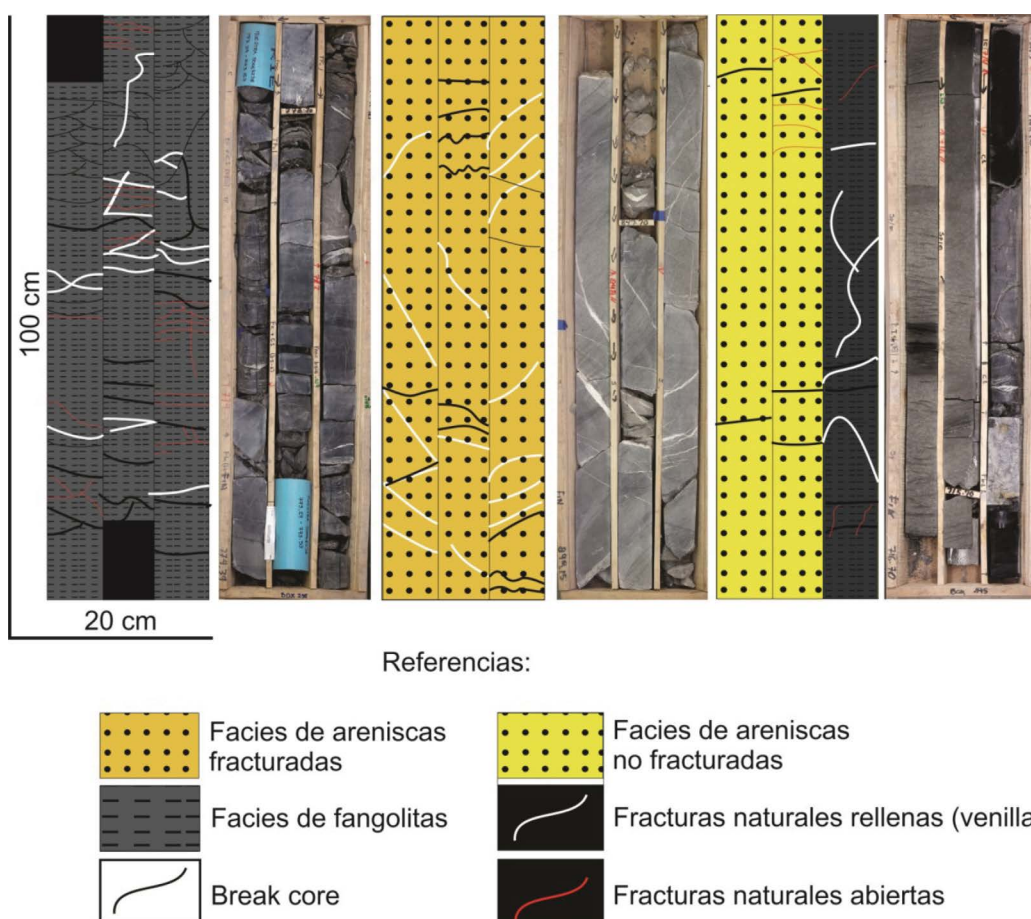


Figura 5. Imagen esquemática del análisis realizado de las tres facies geomecánicas definidas con su break-core (rotura) y fracturación representada.

La generación de planos de fracturas y la imposibilidad de precipitar cementos a causa de la migración primaria de hidrocarburos es discutida por Gale *et al.*, (2014). Para el caso de la Cuenca de Claromecó, mediciones de reflectancia de vitrinita para la Formación Tunas en el pozo PANGEA 0001 han dado valores en el rango de 1,3-2,4% (Arzadún *et al.*, 2014, 2016) e indicarían estadio de Catagénesis avanzada-Metagénesis con generación de hidrocarburos gaseosos húmedos a secos. Los niveles carbonosos observados en el PANGEA 0003 podrían correlacionarse con los identificados en el pozo PANGEA 0001 y se puede inferir que las facies geomecánicas de fangolitas localizadas en cercanías del carbón se encontrarían en la etapa mencionada. La producción de gas metano para el rango mencionado ($r_0 = 1,3-2,4\%$) se estima en un 60% de gas metano total producido de acuerdo al diagrama propuesto por Hunt (1996) donde relaciona el número de reflectancia de la vitrinita con el porcentaje de gas total generado. Este valor de porcentaje estimado elevaría localmente la presión de fluidos, por lo tanto, se podría mencionar a la facies geomecánica de fangolita como posible reservorio de gas metano proveniente de los horizontes carbonosos.

CONSIDERACIONES FINALES

El análisis de la estratigrafía mecánica del pozo PANG 0003 permitió identificar litologías con comportamiento reológico diferencial. De acuerdo a Laubach *et al.*, (2009) la estratigrafía mecánica divide intervalos discretos de roca en base a propiedades mecánicas de las fracturas como coeficiente de fricción, rigidez elástica, fragilidad, entre otros mientras que la fracturación estratigráfica implica una subdivisión de las litologías en función de los atributos medibles de las fracturas como densidad, orientación, intensidad, jerarquía, espaciamiento. En general la estratigrafía mecánica y la fracturación estratigráfica coinciden cuando el estudio se realiza en muestras de subsuelo, especialmente en ambientes tectónicos sencillos. Sin embargo, el muestreo puntual que significa un testigo corona respecto a una cuenca, ofrece un volumen de datos acotado.

Sobre la base del trabajo realizado, algunas consideraciones finales pueden realizarse preliminarmente. Existe una clara correlación entre las litologías dominantes y los atributos de la fracturación observados para los 200 metros basales del pozo PANG 0003. La determinación de distintas facies geomecánicas muestra la existencia en subsuelo de comportamiento reológico dentro del campo frágil con distintos atributos; estas diferencias indican que su análisis debe profundizarse y extenderse al resto del pozo.

Las orientaciones de las fracturas medidas en los testigos corona son coincidentes con las relevadas para afloramientos de superficie de las Sierras Australes de Buenos Aires. Rossello (2016), releva planos discretos de fracturas, en su mayoría diaclasas con presencia de cementos silíceos y orientaciones paralelas a la estratificación, subperpendiculares a la misma y con juegos de diaclasas conjugados.

La presencia o ausencia de fracturas en el caso de las facies de areniscas podría estar indicando aspectos diagenéticos particulares tal y como describen Laubach *et al.*, (2009) así como la variación de densidad y jerarquía en el caso de la facies geomecánica de areniscas fracturadas.

Para el caso de la facies geomecánica de fangolitas, la mayor densidad de fracturación puede estar asociada al comportamiento reológico específico de materiales silicoclásticos finos (arcillas) y a la presión de fluidos generada vinculada al proceso de carbonización de los niveles de carbón asociado. De acuerdo a Arzadún (2014) y Arzadún *et al.*, (2015) el rango alcanzado por el carbón en sectores aledaños de la cuenca (Pozo PANG 0001) sería bituminoso a semiantracítico. La generación de gas metano durante el proceso de carbonización sería la responsable de presiones anómalas (Gale *et al.*, 2014), las cuales junto a la tectónica habrían facilitado la generación de planos discretos de baja jerarquía abiertos (no cementados).

La presencia de cementos en todas las fracturas presentes en la facies geomecánica de areniscas fracturadas no favorece la porosidad secundaria y la permeabilidad de estos niveles. En el caso de la facies geomecánica de fangolitas, la ausencia de cemento en los sectores aledaños a los niveles de carbón aporta porosidad secundaria y permeabilidad local. De esta manera, podría analizarse la posibilidad de que la facies de fangolitas actúe como “carrier” para el fluido gaseoso que eventualmente podría alcanzar los niveles compactados de ambas facies geomecánicas de arenisca y acumularse en reservorios no convencionales de tipo tight-gas sandstone.

La facies geomecánica de fangolita podría, además, ser catalogada como reservorio naturalmente fracturado y con el avance de estudios específicos, como potencial roca generadora y/o reservorio no convencional tipo shale-gas.

El avance en estudios descriptivos de fracturación y su relación con procesos diagenéticos y tectónicos dentro del concepto de estratigrafía mecánica para la Formación Tunas, resulta de importancia dentro de una potencial explotación de niveles de interés como reservorios no convencionales. En estos niveles, una estimulación a través de fracturación hidráulica constituiría un requisito necesario para su explotabilidad.

El análisis preliminar presentado en este trabajo para la Formación Tunas de la Cuenca de Claromecó plantea nuevos interrogantes y posibles líneas de investigación que a futuro pueden permitir avanzar en el conocimiento de distintos aspectos del potencial hidrocarburífero de dicho depocentro. Teniendo en cuenta que este estudio se realizó con un enfoque descriptivo, se entiende que es de suma importancia llevar adelante estudios de carácter genético para los rasgos observados y contabilizados en cada facies geomecánica particular, a fin de incorporarlos a la información ya obtenida. De ese modo, se pretende lograr un entendimiento integral y predictivo del comportamiento reológico de la formación estudiada, a los efectos de futuras aplicaciones tecnológicas.

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. Al Departamento de Ingeniería por asesorar acerca de ensayos de roca, especialmente a las Ingenieras Lilia Señas y Carla Priano. A la Comisión de Investigaciones Científicas de la provincia de Buenos Aires (CIC) por el otorgamiento del subsidio PIT-AP-BA 2016/17/18, por el otorgamiento de una beca de iniciación a investigación para alumnos avanzados financiada por la misma institución. Al departamento de ingeniería que permitió financiar las actividades.

REFERENCIAS CITADAS

- Andreis, R.R., Iñiguez Rodríguez, A.M., Lluch, J.J. y Rodríguez, S., 1989. "Cuenca paleozoica de Ventania. Sierras Australes de la provincia de Buenos Aires". En: Chebli, G. Spalletti, L. (Eds.): Cuenas sedimentarias argentinas. Serie Correlación Geológica, 6:265-298. San Miguel de Tucumán.
- Andreis, R.R., Lluch, J.J. y Iñiguez Rodríguez, A.M., 1979. "Paleocorrientes y paleoambientes de las Formaciones Bonete y Tunas, Sierras Australes de la Provincia de Buenos Aires, Argentina". Actas 6° Congreso Geológico Argentino, Buenos Aires. 2: 207-224.
- 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 de posgrado, Universidad Nacional del Sur, 243 p.
- 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 PANG 0001, en la Formación Tunas (Pérmico de Gondwana), Cuenca de Claromecó, provincia de Buenos Aires". Revista de la Asociación Geológica Argentina 73, en prensa.
- Arzadún, G., Tomezzoli, R.N., Cisternas, M. E., Cesaretti, N.N. y Fortunatti, N. 2014. "Análisis diagenético y estructural en la Formación Tunas (Pozo PANG 0001 - Pérmico de la Cuenca de Claromecó - Sierras Australes, Provincia de Buenos Aires, Argentina)". 9° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Actas: 481-497, Mendoza.
- Bonacorso, F., Cesaretti, N.N., Freije, R.H., Loscerbo, C. y Navarro, E. 2001. Existe un sistema de petróleo y/o carbón comercial en Sierras Australes – Cuenca de Claromecó, Argentina?. IV Congreso de Geología y Minería, GEOMIN' 2001, Sociedad Cubana de Geología. La Habana, Cuba, CD Rom. E:\textos\delegados\305.html.
- Buggisch, W., 1987. "Stratigraphy and very low grade metamorphism of the Sierras Australes de la Provincia de Buenos Aires (Argentina) and implications in Gondwana correlation". Zentralblatt Mineralogie Geologie Paläontologie, 1(819), e837.
- Dimieri, L. V., Del Pino, S., Turienzo, M. M., 2005. "Estructura de las Sierras Australes de Buenos Aires". Geología y Recursos Minerales de la Provincia de Buenos Aires. En Geología y recursos

- minerales de la Provincia de Buenos Aires. 16 Congreso Geológico Argentino, Relatorio. 2005. P. 101-118.
- Gale, J. Laubach, S., Olson, J., Eichhuble, P., Fall, A., 2014. "Natural Fractures in shale: A review and new observations". AAPG Bulletin. 98(11), 2165-2216.
- 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, Boletín 61.
- Holcombe, R., 2017. "Oriented drillcore: measurement, conversion, and qa/qc procedures for structural and exploration geologists". HCOV Global 200-2017. p2-38.
- Hunt, J. M., 1996. "Petroleum geochemistry and geology". (Vol. 2, p.1-743). New York: WH Freeman.
- 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.
- Japas, M.S., 1986. "Caracterización geométrico-estructural del Grupo Pillahuincó. I. Perfil del arroyo Atravesado, Sierra de Las Tunas, Sierras Australes de Buenos Aires". Academia Nacional de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales, Buenos Aires, Anales 38: 145-156.
- Kostadinoff, J., Font de Affolter, G., 1982. "Cuenca Interserrana Bonaerense, Argentina". 5° Congreso Latinoamericano de Geología, Actas 4: 105-121, Buenos Aires.
- Laubach, S. E., Olson, J. E., Gross, M. R., 2009. "Mechanical and Fracture stratigraphy". AAPG Bulletin, 93(11): 1413-1426.
- Lesta P., Sylwan, C., 2005. "Cuenca de Claromecó". VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Eds: Chebli, G.A., Cortiñas, J.S., Spalletti, L.A., Legarreta, L., Vallejo, E. L. Simposio Frontera Exploratoria de la Argentina, pp. 217-231.
- López-Gamundí, O. R., Conaghan, P. J., Rossello, E. A., Cobbold, P. R., 1995. "The Tunas Formation (Permian) in the Sierras Australes Foldbelt, east central Argentina: evidence for syntectonic sedimentation in a foreland basin". Journal of South American Earth Sciences, 8(2), 129-142.
- Nelson, R., 2001. "Geologic analysis of naturally fractured reservoirs". Gulf Professional Publishing. 323 p.
- Pángaro F., Ramos V., 2012. "Paleozoic crustal blocks of onshore and offshore central Argentina: New pieces of the south western Gondwana collage and their role in the accretion of Patagonia and the evolution of Mesozoic south Atlantic sedimentary basins". Marine and Petroleum Geology, 37, 162-183.
- Ramos, V.A., 1984. "Patagonia un nuevo continente paleozoico a la deriva?". 9° Congreso Geológico Argentino, Actas 2: 311-325, Bariloche.
- Ramos, V.A. 1999. "Evolución tectónica de la Argentina". En Caminos, R. (ed.) Geología Argentina, Instituto de Geología y Recursos Minerales, Anales 29 (24): 715-789, Buenos Aires.
- Ramos, V.A. y J. Kostadinoff, 2005. "La cuenca de Claromecó". Relatorio del 16° Congreso Geológico Argentino, 471-480, La Plata.
- Rossello, E. A. 2016. "La fracturación del borde oriental de las Sierras Australes de Buenos Aires y su potencial como reservorio de fluidos en la adyacente Cuenca Claromecó". Revista de la Asociación Geológica Argentina, 73(4): 493-512.
- Selley, R.C., 1970. "Ancient Sedimentary Environments". Chapman & Hall, 237 p., London.

- Suero, T., 1972. "Compilación geológica de las Sierras Australes de la provincia de Buenos Aires". Ministerio de Obras Públicas, LEMIT, División Geología. Anales 3: 135-147. La Plata.
- Stinco, L. 2009. Apuntes de Geología de Petróleo. ITBA. Inédito.
- Tomezzoli, R. N., Cristallini, E. O. 1998. "Nuevas evidencias sobre la importancia del fallamiento en la estructura de las Sierras Australes de la Provincia de Buenos Aires". Revista de la Asociación Geológica Argentina, 53(1), 117-129.
- Tomezzoli, R. N. y Cristallini, E. O. 2004. "Secciones estructurales de las Sierras Australes de la provincia de Buenos Aires: repetición de la secuencia estratigráfica a partir de fallas inversas?". Revista de la Asociación Geológica Argentina, vol. 59, no 2, p. 330-340.
- Tomezzoli, R. N., Vilas, J. F., 1999. "Palaeomagnetic constraints on the age of deformation of the Sierras Australes thrust and fold belt, Argentina". Geophysical Journal International, 138(3), 857-870.
- Zavala, C. A., Santiago, M. F., Amaolo, G. E., 2000. "Depósitos fluviales en la Formación Tunas (Pérmico) Cuenca Paleozoica de Ventania, Provincia de Buenos Aires". Revista de la Asociación Geológica Argentina, 48 (3-4): 307-316 (1993).
- Zilli, N., Vallejo, E., Pelliza, H., Dos Santos, P., 2005. "El esfuerzo exploratorio en Argentina". In Anales del VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos "Ampliando las Fronteras".