

ESTADO DEL CONOCIMIENTO DE LAS CUENCAS AÚN NO PRODUCTIVAS DEL NORTE DE LA ARGENTINA

Mario Schiuma¹, Ricardo J. Calegari²

1: Consultor independiente. mfschiuma@gmail.com

2: Consultor independiente. ricardo.calegari@outlook.com.ar

Palabras clave: Roca madre, Sistema petrolero, Incertidumbre

ABSTRACT

On top of the five productive basins recognized in Argentina, there are sixteen basins and four sub-basins not yet productive that have a different degree of geological knowledge. In this paper, we propose an update of the knowledge of these basins, with an analysis of the exploratory potential, based on the currently available data. For a better organization, it was decided to present them in two groups: North and Central South of Argentina, in this particular paper the northern basins will be presented.

Much of that knowledge of these basins was reviewed and updated during the campaign that YPF called "Plan Exploratorio Argentina" (PEA from now on) that lasted 8 years (between 2010 and 2018). To carry out this plan, in addition to the professionals that YPF involved, agreements were signed with different universities and laboratories, which allowed to deepen the geological knowledge of each basin, aiming, if possible, to define the chances of existence of a petroleum system (SP from now on). The basins and sub-basins analyzed and grouped as from the north of the country were the following: Tres Cruces, Tucuman, Santa Maria, Chacoparana, Precordillera, Bolson de Pagancillo, Bolson de Tamberias.

As some provinces did not subscribe to the PEA, basins not analyzed within the framework of the same are also included, so that the update panorama is as complete as possible.

INTRODUCCIÓN

Durante ocho años (2010 - 2018) YPF decidió revisar la información disponible de las cuencas no productivas onshore de Argentina, mediante el "Plan Exploratorio Argentina" (PEA). Además de la revisión se decidió adquirir nueva información o reprocesar parte de la ya existente. Además del grupo de profesionales que fueron asignados al plan, se firmaron convenios con universidades, laboratorios y algunos profesionales independientes, que contribuyeron a agilizar y enriquecer los trabajos.

En este trabajo se propone mostrar un resumen de la información disponible en cada cuenca o subcuenca, reflejar el estado actual del conocimiento y en cada caso cuáles son las posibilidades exploratorias a juicio de los autores (Fig. 1).

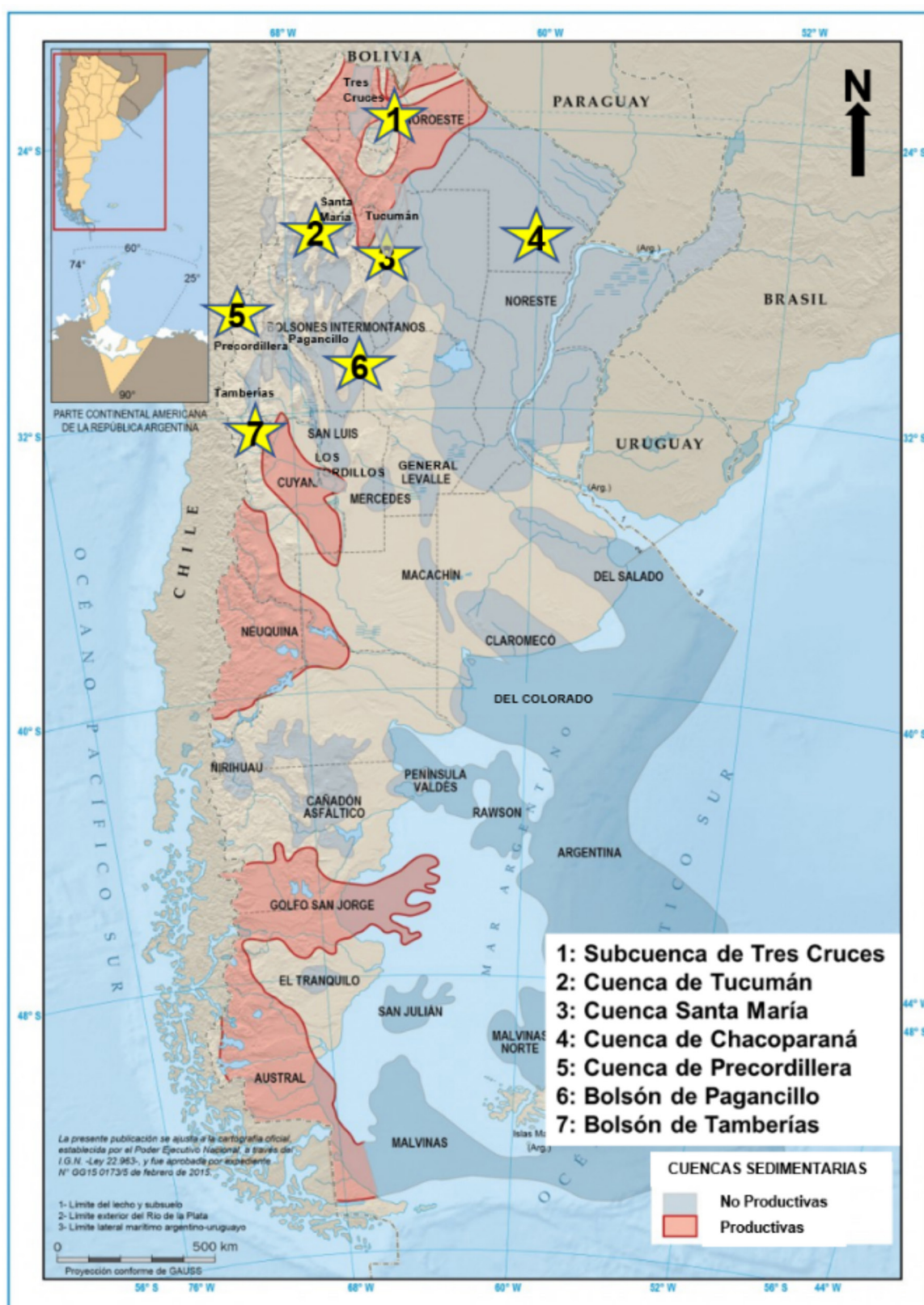


Figura 1. Mapa de la República Argentina con la identificación de las siete cuencas no productivas analizadas.

SUBCUENCA DE TRES CRUCES

Es parte de la Cuenca Cretácica del NOA (Noroeste Argentino) y es la porción menos explorada de la misma, ubicándose principalmente en la provincia de Jujuy pudiendo extenderse su parte norte hacia Bolivia y hacia Salta por el sur (Fig. 2A).

Lo que se reconoce como subcuenca de Tres Cruces, es lo que se ha preservado de la parte más profunda de la cuenca. Se identifican las formaciones típicas de la Cuenca Cretácica, con la salvedad de que no está representada la Fm. Olmedo (Fig. 2B).

Antecedentes exploratorios

En superficie se han encontrado diversos manaderos de petróleo y también en algunas de las galerías de la mina Aguilar. Los análisis realizados comprobaron que el petróleo se originó en la Fm. Yacoraite.

En total se registraron 2,697 km de sísmica y se perforaron 4 pozos. Entre los años 1982 y 1984 YPF registró sísmica y perforó tres pozos exploratorios, Tabladitas, Mula Aguada y La Encrucijada. Sólo Tabladitas alcanza la Fm. Yacoraite y los otros dos quedaron en niveles del Terciario. Entre los años 1991/1992 Texaco Registró sísmica 2D y perforó el pozo Cerro Ramada que investigó tres escamas de la Fm. Yacoraite (Fig. 3A y 3B).

Contexto geológico

La Cuenca Cretácica del NOA es una típica cuenca de *rift* que se origina en el Cretácico Inferior sobre un basamento Paleozoico Inferior, la etapa de *rift* está representada por el Sub Grupo (SGr.) Pirgua en tanto que los SGr. Balbuena y Santa Bárbara representan el postrift (Disalvo *et al.* 2018; Hernández *et al.* 2008).

Los límites actuales de la subcuenca, muestran el relicto de la primitiva cuenca, luego de ser afectada por la orogenia Terciaria. Si se admite que los sedimentos cretácicos que afloran en el oeste, en la zona de Susques formaban parte de esta cuenca, esas serían las facies más proximales de la misma y podrían asimilarse a las facies proximales de la subcuenca de Metan-Alemania.

En la Fm. Yacoraite se reconocen las cuatro secuencias en que se puede dividir a esta formación en las otras subcuencas y se comportan de la misma manera, las dos secuencias inferiores se asilan al Mb. Puesto Guardián, en tanto que los dos superiores representan lo que tradicionalmente se conoce como Mb. Las Avispas (Disalvo *et al.*, 2018).

Las estructuras son muy complejas como consecuencia de la orogenia Terciaria, con fallas inversas de rumbo norte-sur de gran desplazamiento (Fig. 3B).

Roca Madre - Sistema Petrolero

El sistema petrolero es Yacoraite-Yacoraite tal como ocurre en las otras subcuencas. Los datos de Carbono Orgánico Total (%COT) sobre todo los de afloramientos son muy buenos, con algunos valores superiores al 10%. Desde el punto de vista del reservorio los ensayos realizados en los pozos Tabladitas y Cerro Ramada indican buenas calidades de reservorio, muy posiblemente incrementadas por fracturas de origen tectónico, el tipo de reservorio (Fm. Yacoraite) hallado en el yacimiento Caimancito podría ser un buen análogo.

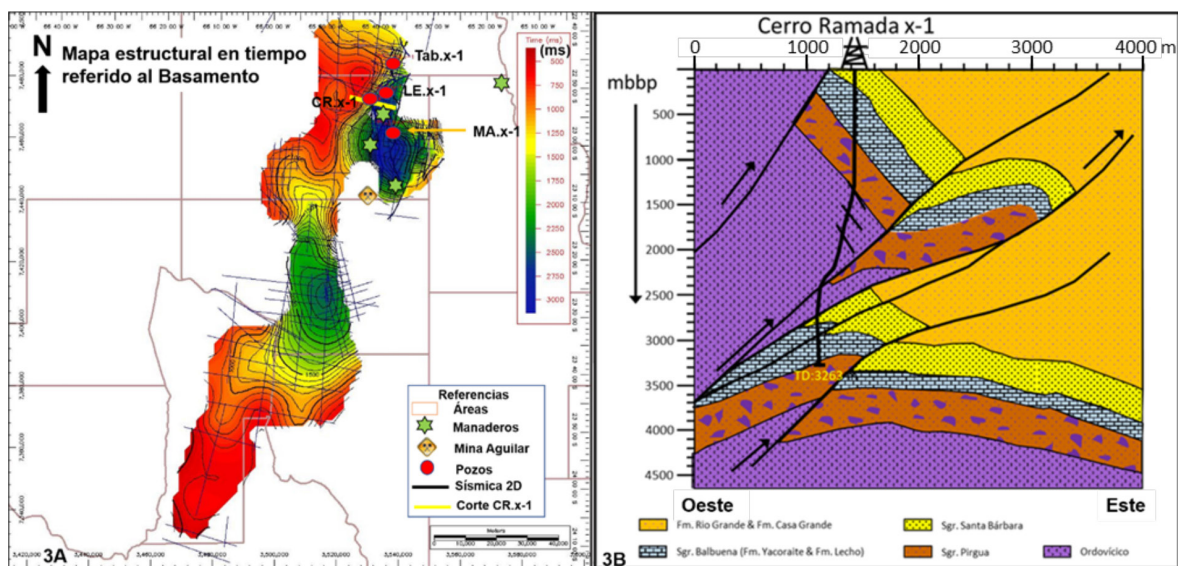
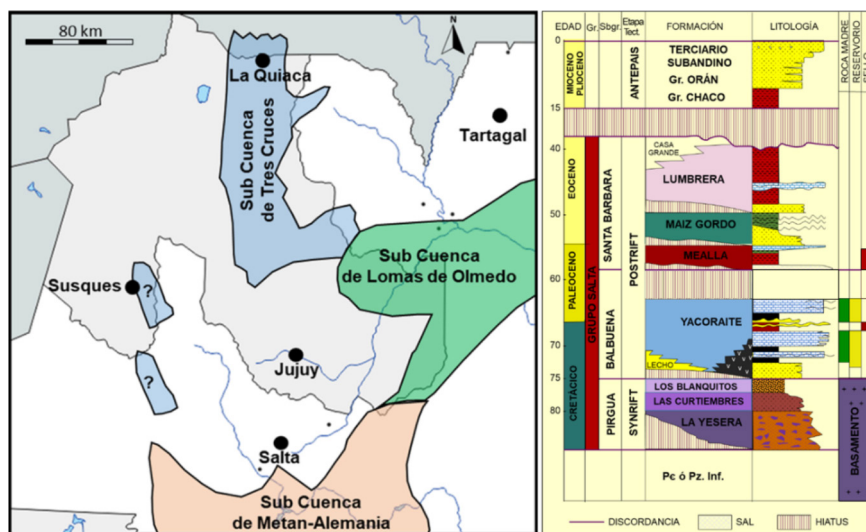


Figura 3. A: Mapa estructural en tiempo referido al Basamento; B: Corte geológico con la interpretación del pozo Cerro Ramada x-1.

Las principales incertidumbres se identifican con la posible falta de sello por la importante cantidad de fallas que afectan todas las estructuras, sin embargo, el pozo Cerro Ramada x-1 mostró ensayos interesantes en la escama más profunda de Yacoraite y es posible que el bajo caudal obtenido se deba a daño de formación ya que el pozo fue perforado con baritina. También debe tenerse en cuenta que lo complejo de las estructuras no permiten ser excesivamente optimistas con respecto al tamaño de las acumulaciones.

Otro factor a tener en cuenta es la falta de infraestructura, la lejanía a grandes centros poblados y que además se encuentra en una zona con alta sensibilidad socio ambiental, cuestiones éstas que tienen su peso a la hora de decidir las inversiones.

Comentarios y recomendaciones exploratorias

La adquisición de sísmica 3D en las zonas de mayor interés prospectivo podría mitigar el riesgo exploratorio ya que se podrían definir con mayor precisión las estructuras ya identificadas por la sísmica 2D.

CUENCA DE SANTA MARÍA

El valle de Santa María es una depresión tectónica angosta de rumbo SSO-NNE, que se ubica entre las sierras del Cajón o Quilmes al oeste, y el sistema Cumbres Calchaquies-Aconquija al este (Fig. 4A). El valle se extiende desde la Provincia de Catamarca hasta la provincia de Salta, desarrollando su área central en territorio tucumano. El ancho varía entre 35 a 45 km, y la longitud aproximada es de 100 km, yendo de sur a norte desde la localidad de Punta de Balasto hasta el nacimiento del río de las Conchas (confluencia de los ríos Santa María y Calchaquí).

Antecedentes exploratorios

Los depósitos del Valle de Santa María han sido estudiados desde fines del Siglo XIX por su importancia en el estudio de la evolución de los Andes y del sistema Cumbres Calchaquies-Aconquija y también por el interés paleontológico de los sedimentos cenozoicos. Entre los trabajos sobre la estratigrafía de la cuenca de Santa María podemos mencionar los de Bossi y Palma (1982) que ha sido complementada posteriormente con el análisis de aspectos tectónicos y ambientales en Bossi *et al.* (2001) y de la Comisión Geológica 4 de YPF (Vergani *et al.* 1991). También son de destacar los trabajos de relevamiento y gabinete que realizaron profesionales de la Universidad Nacional de Tucumán, liderados por el Dr. J. Sosa Gómez y Sergio Georgieff, dentro del convenio de colaboración firmado con YPF en el año 2011. Los mismos, permitieron contar con perfiles de detalles de localidades tipo, como así también se recolectaron numerosas muestras a las que se le

realizaron análisis petrográficos y petrológicos (Sosa Gómez *et al.* 2012). Se han registrado 266 km de sísmica 2D en la cuenca de Santa María y no hay pozos perforados, también se registraron 280 km de sísmica 2D en campo Arenal, cuenca poco profunda ubicada al SO de la de Santa María (Fig. 4A) y sin interés petrolero.

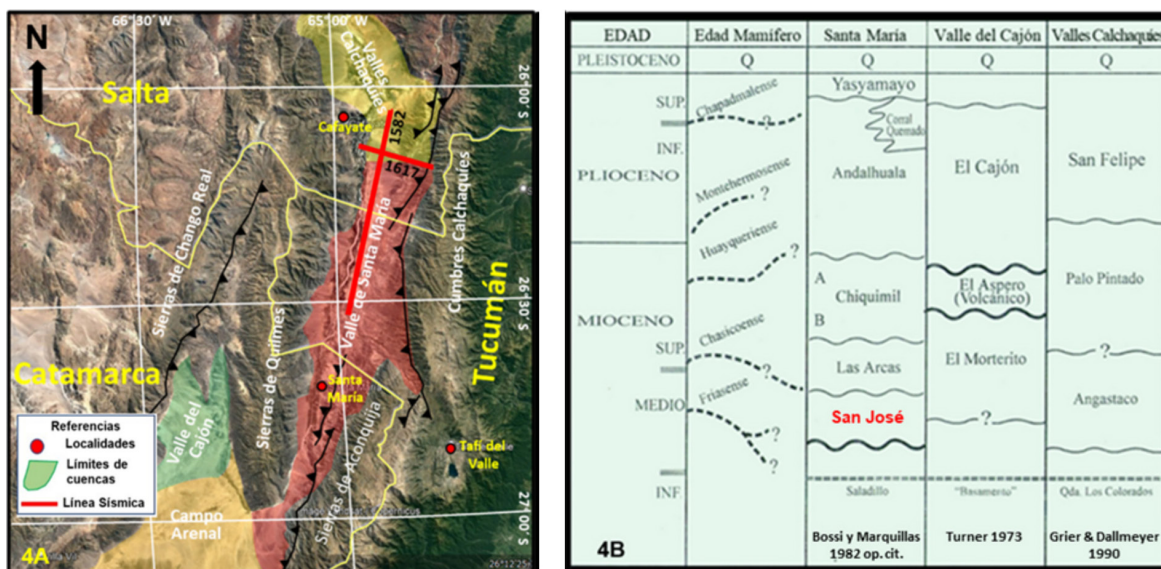


Figura 4. A: Mapa con la distribución de las cuencas cenozoicas; B: columnas de correlación estratigráfica de la ingresión Paranaense.

Contexto geológico

El basamento de la cuenca representado por la Fm. Puncoviscana es de edad precámbrica-cámbrica inferior, el espacio de acomodación se generó por fallas compresivas de alto ángulo generadas en el Oligoceno.

Esta es una cuenca de antepaís de edad cenozoica, se conecta hacia el norte con la Cuenca de los Valles Calchaquíes y hacia el sur con Campo Arenal-El Cajón en Catamarca. Los sedimentos más antiguos son de edad oligocena y abarcan hasta el Plioceno, y guardan relación con la ingresión paranaense, hecho confirmado por evidencia paleontológica. En la Figura 4B se muestra la relación de los depósitos de esta cuenca con otros sedimentos de la misma edad. La información de sísmica 2D si bien es escasa permite interpretarla en base a la geología reconocida en los afloramientos (Fig. 5).

Roca Madre - Sistema Petrolero

La Fm. San José de origen lacustre presenta sectores con muy buen contenido de COT, y un querógeno de Tipo I. Sin embargo, esta condición se da en una zona muy restringida, donde

por otra parte el soterramiento de estos sedimentos es insuficiente para lograr la madurez térmica necesaria. A pesar de los numerosos relevamientos hechos en la zona no se encontraron rastros de petróleo, por lo que se puede concluir que en la cuenca no hay indicios de la presencia de un sistema petrolero (SP) activo.

Comentarios y recomendaciones exploratorias

Todos los estudios realizados en la zona concluyen que no se han encontrado evidencias de un SP activo, por lo que no se recomienda continuar con exploración en búsqueda de hidrocarburos en esta cuenca.

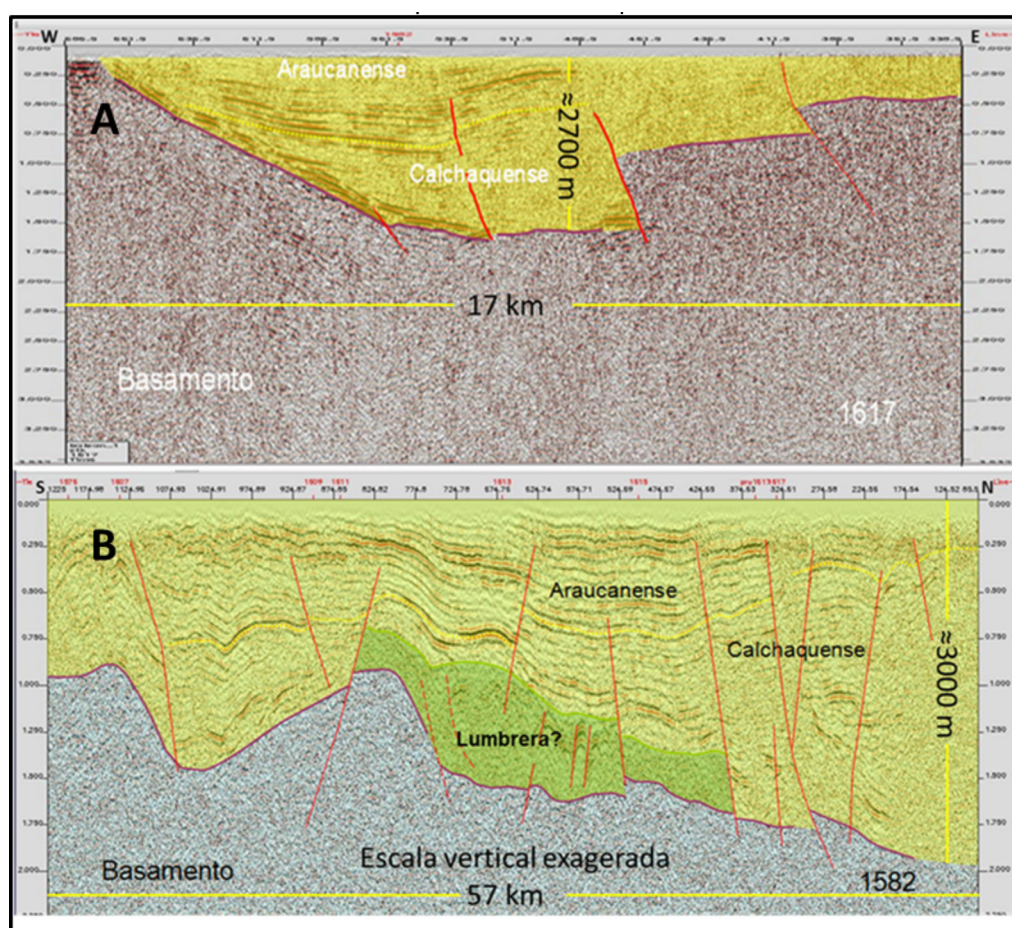


Figura 5. A Línea sísmica 1617 (W-E) y B Línea sísmica 1582 (N-S) (ver ubicación en Figura 4) con interpretación de las distintas secuencias en base a la geología de superficie.

CUENCA DE TUCUMÁN

Coincide con la llanura tucumana, limita al norte con el Morro de El Cadillal y las Cumbres de Taficillo, las Sierras de Medina y La Ramada, continuando por el borde noreste de la provincia homónima, conectándose con la subcuenca de Metán-Alemania (Salfity y Marquillas 1999). Hacia el oeste el límite lo marcan las Cumbres Calchaquíes y las Sierras de Aconquija y Narvárez. El borde sur lo definen las Sierras de Ambato y Guasayán. Por último, el límite este está dado por la Sierra de Guasayán, y su continuación en el subsuelo (Fig. 6).

Antecedentes exploratorios

No se han perforado pozos con objetivos petroleros en Tucumán. La primera línea sísmica registrada en la llanura tucumana fue realizada en 1966 por YPF. La misma empresa continúa con esta toma de datos entre 1989 y 1991 sumando un total de 1,172 km de sísmica 2D (Sosa Gómez *et al.* 1999) y en los años 1991 y 1992 registra dos líneas sísmicas más en el Valle de Choromoro.

En el pozo Rincón x-1 (Santiago del Estero), perforado en 1963 y ubicado a 14 km al este del límite con Tucumán, se atravesaron sedimentos que se pueden atribuir al Grupo Salta en facies de borde.

En 1990 se realizó un programa de sondeos gravimétricos, con una red de 400 estaciones (Pomposiello *et al.* 2002). En 1998 se reunieron datos de 18 estaciones magnetotélúricas principalmente en la provincia de Tucumán, extendiéndose hacia el este hacia Santiago del Estero (Favetto *et al.* 2007). En 2011 la compañía GMTS tomó muestras de geoquímica de superficie coincidentes

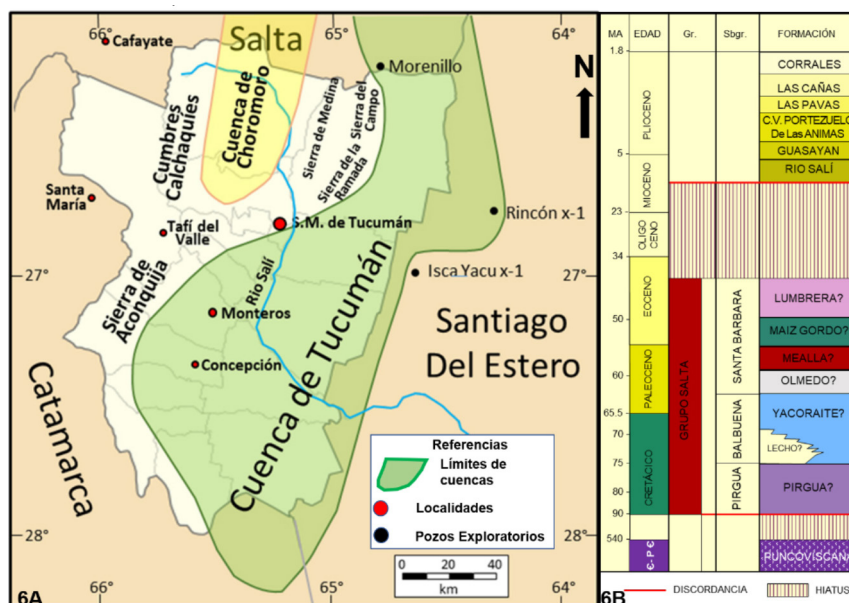


Figura 6. A: Mapa de ubicación de la Cuenca de Tucumán; B: Columna estratigráfica.

con algunas líneas sísmicas, cuyos análisis indican generación de hidrocarburos termogénicos asociado a petróleo liviano y condensado.

En 2017 en el Relatorio del XX Congreso Geológico Argentino en el Capítulo de Recursos Hidrocarburíferos se publicaron las conclusiones de los estudios llevados a cabo entre la Universidad de Tucumán e YPF (Schiuma y Sosa Gómez 2017).

Contexto geológico

Esta es una cuenca de *rift* que forma parte de la Cuenca Cretácica del NOA y es la continuación sur de la Subcuenca de Metan-Alemania. No cuenta con afloramientos ni con pozos, por lo que la columna estratigráfica (Fig. 6B), se ha reconstruido en base a la información de los pozos más cercanos y a los datos sísmicos disponibles. Las estructuras identificadas están relacionadas con la Orogenia Terciaria que dio origen a las Sierras de Aconquija y Cumbres Calchaquíes.

Una de las actividades del PEA fue construir una transecta sísmica que conectase la Cuenca de Tucumán con la de Metan-Alemania para analizar la continuidad de los reflectores cretácicos (Fig. 7). Del análisis de esta transecta se puede concluir que existen razonables chances de que haya sedimentos cretácicos en la Cuenca de Tucumán, aunque no es posible conocer cuáles son la facies de estos depósitos. Asimismo, tampoco se conocen a ciencia cierta cuáles son las facies de la Fm. Río Salí, de origen lacustre, y se puede especular con que tenga facies de alto contenido

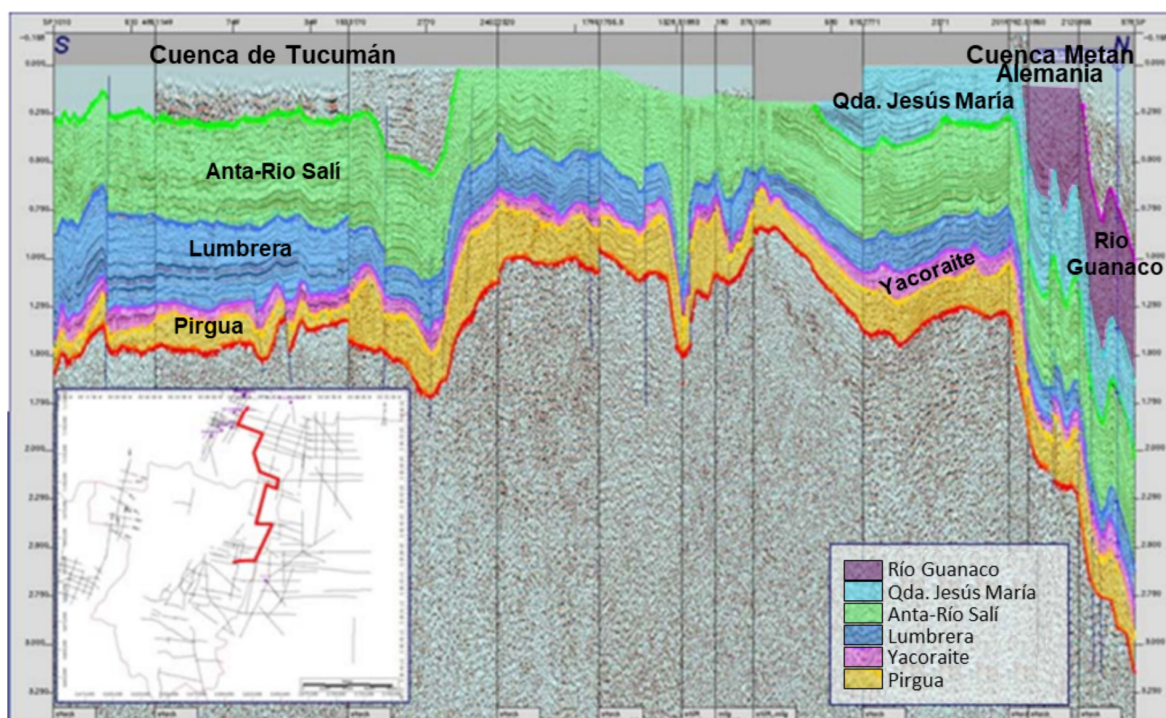


Figura 7. Transecta sísmica interpretada que conecta la Cuenca de Tucumán con la Subcuenca de Metán-Alemania.

en COT, tal como ocurre con la coetánea Fm. San José, también de origen lacustre, en el Valle de Santa María, ubicada al occidente de las cumbres Calchaquíes.

Roca Madre - Sistema Petrolero

No existen afloramientos ni pozos, por lo que no se conoce si hay facies generadoras de hidrocarburos. Sin embargo, la presencia de gases termogénicos en las muestras de geoquímica de superficie alienta la idea de que haya un SP activo en la cuenca, ya sea con roca madre de edad cretácica (Fm. Yacoraite) o terciaria (Fm. Río Salí).

Comentarios y recomendaciones exploratorias

La adquisición de nueva información como por ejemplo geoquímica de superficie de detalle y nueva sísmica contribuiría a mejorar el conocimiento de la cuenca y acotar la incertidumbre exploratoria y permitiría decidir la perforación de un pozo de estudio con el cual se podría comprobar la existencia o no de facies generadoras en Fm. Yacoraite, como así también en la Fm. Anta o Río Salí.

Entre las cuencas de Tucumán y Metán-Alemania se halla la cuenca de Choromoro, a la que no se le asigna mayores posibilidades para la acumulación de hidrocarburos, porque tendría los mismos problemas de generación-migración que parece tener la subcuenca de Metán-Alemania.

CUENCA CHACOPARANÁ

La Cuenca Chacoparaná es una cubeta sedimentaria que se extiende más allá de las fronteras de Argentina, ocupando parte del territorio de Brasil, Paraguay y Uruguay.

En su extensión, cubre una superficie aproximada de 2,200,000 km², distribuida como lo muestra la Figura 8A.

Antecedentes exploratorios

La exploración de hidrocarburos en el sector argentino de la Cuenca Chacoparaná comenzó en la década del 30 con la perforación del sondeo San Cristóbal 1, ubicado en la provincia de Santa Fe, (Reinante *et al.* 2014; Calegari y Reinante 2016). En total se han perforado 37 pozos, de los cuales nueve de ellos han presentado manifestaciones de hidrocarburos de diversa índole. Se puede afirmar que la madurez exploratoria es muy baja, un pozo cada 18,100 km². Además, cuenta con aproximadamente unos 37,000 km de sísmica 2D, lo que le da una pobre cobertura

de variada calidad con regiones que sólo tienen información a partir de métodos potenciales, por ejemplo, la Mesopotamia. Numerosos autores han contribuido al conocimiento de esta gran cuenca y sus expectativas exploratorias, entre otros Padula y Mingram (1962, 1965) y Fernández Garrasino (1995) (Fig. 8B).

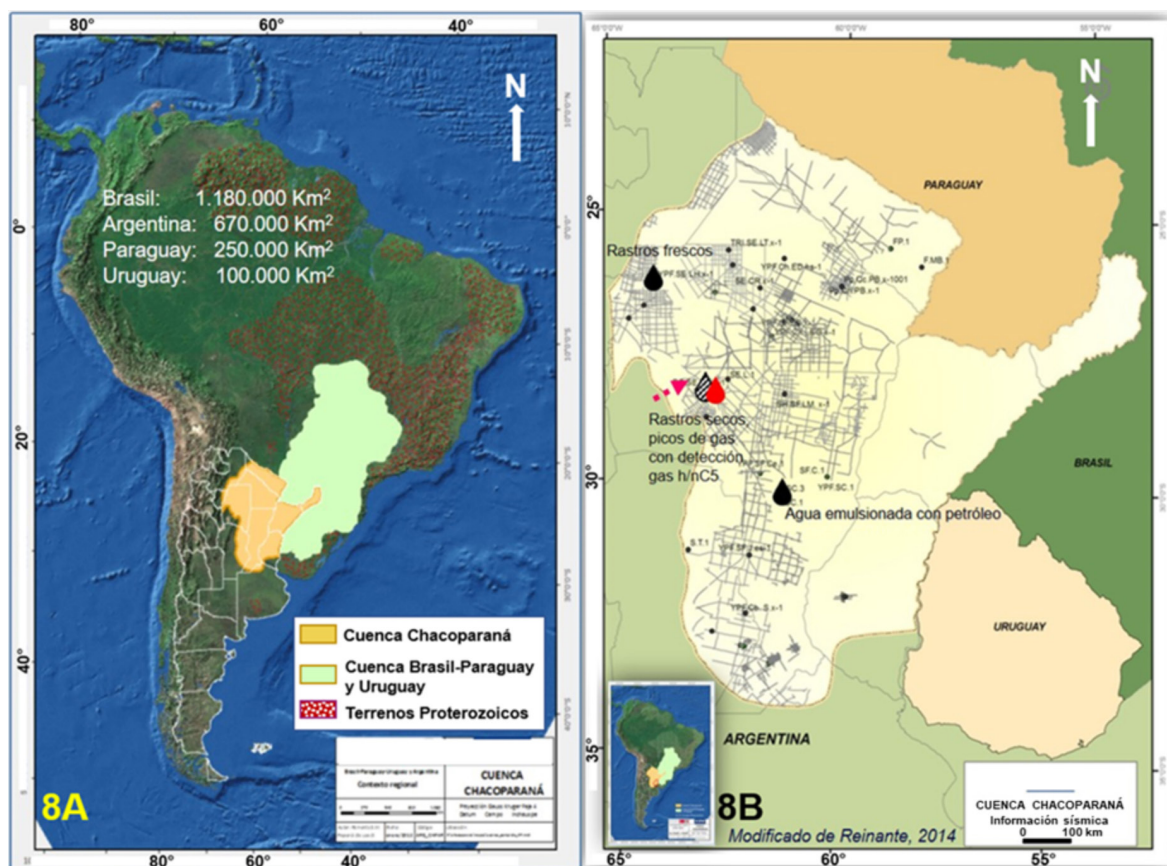


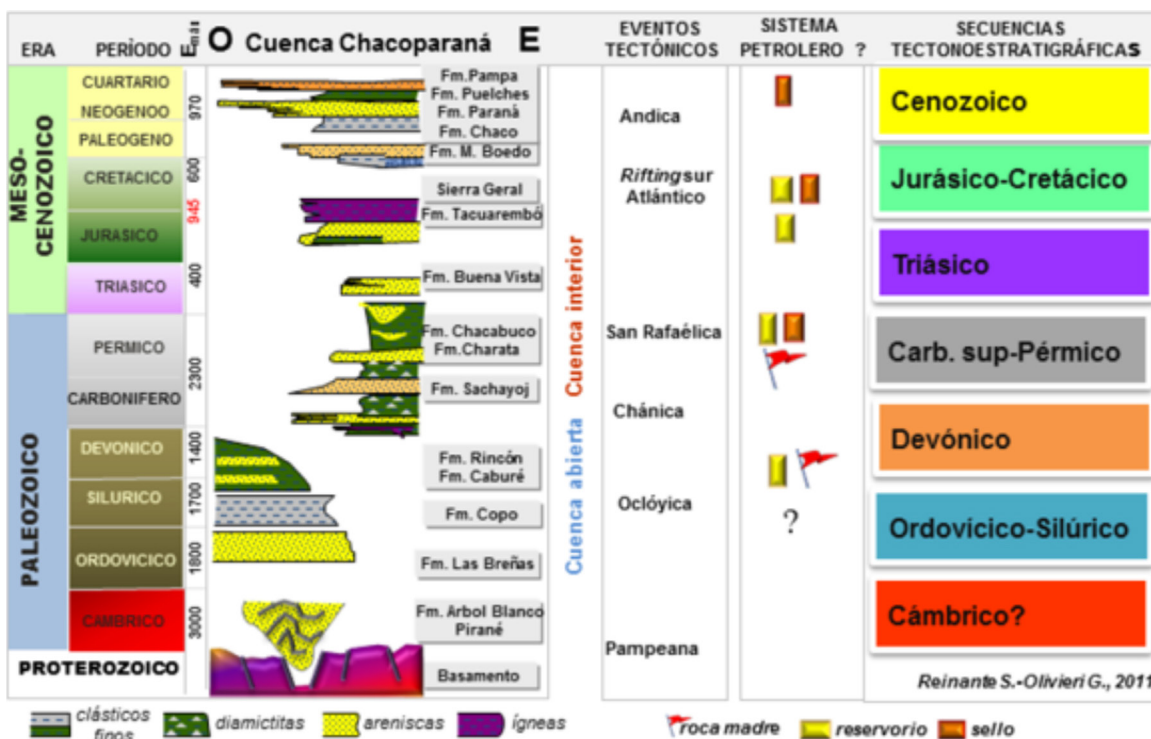
Figura 8. A: Mapa con la distribución de la gran Cuenca Chacoparaná en Argentina y países limítrofes; B: Detalle del sector argentino de la cuenca con planimetría sísmica y pozos perforados.

Contexto Geológico

Su origen tiene lugar a partir del *rifting* Proterozoico y su desarrollo resulta de subsidencia térmica y posteriores modificaciones producto de la combinación de procesos térmicos profundos intracratónicos y el efecto del margen activo del sudoeste del Supercontinente Gondwana. El sector argentino de la Cuenca Chacoparaná situada entre el cratón del Rio de la Plata y el bloque Pampia, presenta actualmente, como resultado de la evolución tectono-sedimentaria, tres compartimentalizaciones o depocentros principales cuyos registros sedimentarios, de naturaleza policíclica están compuestos por secuencias tectonoestratigráficas marinas y continentales interrumpidas por eventos ígneos paleozoicos. El depocentro Las Breñas, desarrollado en sectores

de las provincias de Chaco y Formosa, tiene espesores sedimentarios de más de 3,500 m., compuesto principalmente por depósitos rojos de probable edad precámbrica. El depocentro Alhuampa, está representado por depósitos siluro-devónicos de más de 2,000 m. de espesor que se distribuyen principalmente en Santiago del Estero. Por último, el depocentro Paleozoico Superior ubicado principalmente en el sector centro norte de Santa Fe y con extensión hacia Córdoba, Entre Ríos y Corrientes, está representado por secuencias glaciales carboníferas-pérmicas (Reinante *et al.* 2014).

Estas tres grandes cubetas están tapizadas por importantes espesores de secuencias mesozoicas y cenozoicas. En la Fig. 9 se muestra una carta crono estratigráfica; en la Fig. 10 A, un plano estructural del basamento mostrando los principales depocentros actuales; en la 10 B, un mapa isópaco de las secuencias de edad devónica y en la 10 C, otro mapa isópaco de las secuencias del Carbonífero-Pérmico.



Roca Madre - Sistema Petrolero

El desafío que se plantea al momento de evaluar la potencialidad de esta cuenca de frontera exploratoria, está en confirmar la existencia, funcionamiento y eficiencia de los elementos y procesos que intervienen en un sistema petrolero, que en este caso y para el sector argentino se lo define como “especulativo”, dado que los datos y conocimiento del subsuelo son pocos. En el año 2016

YPF realizó junto con el Instituto Francés del Petróleo (IFP), un modelado geológico y del sistema petrolero del sector argentino de la cuenca. Es de destacar que, en la porción de la cuenca desarrollada en territorio brasileño (Cuenca de Paraná), existe el campo gasífero de Barra Bonita, siendo la única acumulación comercial descubierta hasta la fecha y donde la roca generadora comprobada es de edad devónica (Campos *et al.* 1998; Milani y Zalán 1999; Reinante *et al.* 2014).

Los pozos perforados han documentado niveles con pobre potencial de generación, tanto en riqueza orgánica como en espesor. No obstante, las manifestaciones de hidrocarburos registradas en algunos sondeos, permiten suponer que en algún periodo de la historia geológica podría haber existido más de un SP activo.

Análisis realizados a muestras de niveles pelíticos asignados al Devónico, obtenidas en pozos ubicados en el oeste de la Provincia de Santiago del Estero (YPF.SE.LH.x-1 y x-2, Los Horcones), muestran valores de COT, que permiten clasificarlos como rocas generadoras de pobres a media calidad y con potencial remanente bajo para generar hidrocarburos ($S_2 < 4$ mg HC/gr roca). Los querógenos identificados son de tipo II-III/III, marinos, pero con contenido terrígeno y propensos a generar hidrocarburos gaseosos. Corresponden a niveles de la formación Rincón. En base al grado de madurez térmica alcanzada por soterramiento y en función a la temperatura máxima ($T_{m\acute{a}x}$) obtenida por pirólisis, se puede situar a estas rocas en la sección inicial a media de la ventana de generación de petróleo. Los relictos actuales de sedimentos devónicos, producto de la erosión acontecida durante la fase tectónica Chánica, se concentran en el centro norte de la provincia de Santiago del Estero. Las principales manifestaciones fueron observadas en los sondeos Los Horcones x-1 y x-2 y Mailín.x-1.

Los sedimentos del Paleozoico Superior cubren una gran extensión, abarcando gran parte de las provincias de Entre Ríos, Santa Fe, Córdoba, Santiago del Estero, Chaco y Corrientes, alcanzando espesores que superan los 3,000 m. Secciones pelíticas de estas secuencias fueron analizadas en pozos ubicados en el este de Santiago del Estero y norte y centro de Santa Fe, poseen un COT actual que varía entre 0.3 a 3.2 %, pudiendo ser definidas como rocas generadoras desde pobres a muy buenas. El potencial remanente de generación de hidrocarburos resulta muy pobre ($S_2 < 2$ mg HC/gr roca). Prevalecen querógenos del tipo III / IV, con fuente de origen en plantas superiores, precursoras potencialmente de gas. En base a reflectancia de vitrinita y T_{max} , la madurez alcanzada permite situarlos en la ventana media de generación de petróleo. Las mejores manifestaciones de hidrocarburos fueron detectadas en areniscas del Mesozoico en el pozo San Cristóbal-1. No se ha perforado el total de esta columna y se infiere en base a la información sísmica que podrían existir sedimentos devónicos por debajo de esa espesa columna (Calegari 2018).

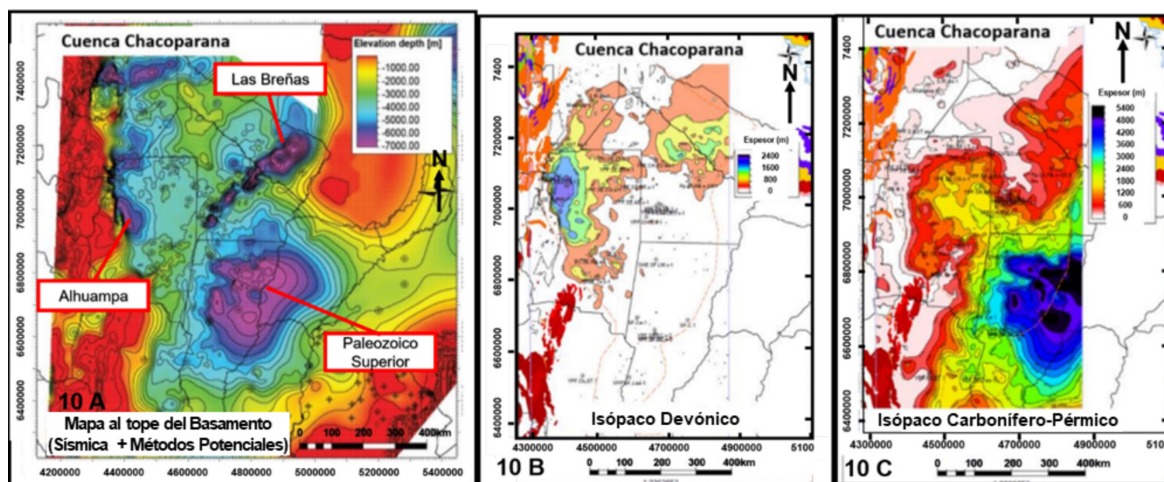


Figura 10. A: Mapa estructural referido al tope del Basamento; B: Mapa isópaco que muestra el relicto de las secuencias del Devónico en el sector argentino de la Cuenca Chacoparana, C Mapa isópaco que muestra el relicto de las secuencias del Carbonífero-Pérmico en el sector argentino de la Cuenca Chacoparana (tomado y modificado de Calegari 2018).

En el depocentro Las Breñas no se han identificado niveles de pelitas con características oleo-genéticas que permitan realizar los análisis correspondientes. En las columnas atravesadas por los sondeos perforados predominan los sedimentos rojos.

Niveles reservorios se han identificado en los principales depocentros descriptos, por lo que no constituyen un factor de riesgo importante.

De los modelados de cuenca realizados, se puede inferir: a) potenciales RM de edad Devónica, asociados a una cuña sedimentaria preservada que supera los 2,000 m. de espesor (oeste Santiago del Estero). Se identificaron querógenos de origen marino del tipo II-III / III (propensos a generar petróleo y gas). La mayoría de los pozos no fueron perforados en el depocentro principal y los niveles del Devónico Superior (Givetiano / Frasniano) no fueron alcanzados por ningún pozo, pero regionalmente serían potencialmente la mejor roca madre. La interpretación sísmica muestra un Devónico más joven al sur y al este de los sondeos de Los Horcones y en un área que no ha sido aún explorada por pozos; b) potenciales RM del Paleozoico Superior, cuyos depósitos alcanzan los 3,000 m. de espesor (norte de Santa Fe y oeste de Corrientes y Entre Ríos). Se reconocen querógenos de tipo III/IV (gas prone-inerte), provenientes de depósitos de ambiente glaciar y lacustre. La mayoría de los pozos no fueron perforados en el depocentro principal y muchos de ellos son someros o poco profundos. El modelado de cuenca realizado tiene una gran incertidumbre para el sector oriental del depocentro por la falta de información del subsuelo.

La maduración pudo estar influenciada por el vulcanismo del Cretácico. Sin embargo, si se considera solo el efecto por enterramiento, el mismo posibilitaría la generación de hidrocarburos.

En base a lo descripto y los modelados realizados, se considera que la existencia de rocas madre, la preservación y el *timing*, son las mayores incertidumbres y las más difíciles de mitigar a la luz de la información que existe en la actualidad.

Comentarios y recomendaciones exploratorias

Por ser la cuenca costa adentro más extensa del país con una madurez exploratoria muy baja, sería necesario realizar un esfuerzo exploratorio al menos en los depocentros donde algunos pozos tuvieron manifestaciones de hidrocarburos, con el objetivo de atravesar el mayor espesor sedimentario tanto de las secuencias devónicas, como las carboníferas-pérmicas preservadas.

Los pozos perforados fueron ubicados en base a la información sísmica existente la cual por su calidad y cantidad sólo permite identificar las principales estructuras y los resultados obtenidos han sido muy pobres.

Queda especular con la posibilidad de existencias de trampas más sutiles, las cuales no es posible identificar actualmente, como por ejemplo las estratigráficas o aquellas generadas por la intrusión de cuerpos ígneos.

BOLSÓN DE PAGANCILLO

Ocupa un sector del centro sur de la provincia de La Rioja, cubre una superficie cercana a los 3,000 km² y su orientación predominante es NO-SE. El límite oriental lo conforma la Sierra de Sañogasta que pertenece a las estribaciones más australes del Sistema de Famatina, mientras que su límite occidental es el lineamiento Valle Fértil (Fig. 11A).

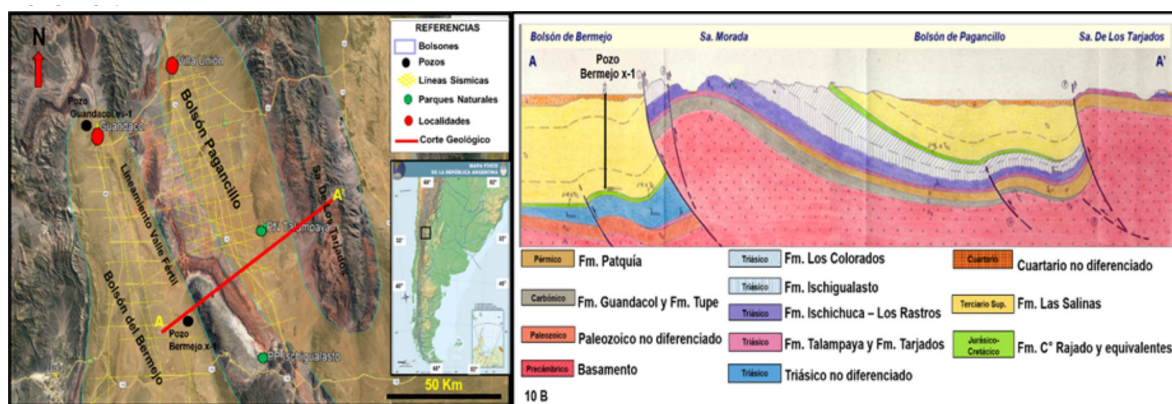


Figura 11. A Mapa ubicación del Bolsón de Pagancillo y del sector norte del Bolsón del Bermejos con planimetría sísmica; B Corte geológico basado en secciones sísmicas y geología de superficie (tomado y modificado de Álvarez et al. 1991).

Antecedentes exploratorios

La zona que ocupan los Bolsones de Pagancillo y Bermejo ha sido recorrida desde fines del Siglo XIX por cientos de profesionales, quienes han realizado observaciones, mapeos geológicos y levantamiento de perfiles estratigráficos. Desde el punto de vista de la exploración de hidrocarburos se encuentran relevamientos realizados entre otros, por Ramaccioni (1944) y Braccini (1946a,

1946b), los que fueron acompañados con las primeras campañas gravimétricas. En la década de los 70, YPF realiza una campaña de aproximadamente 1200 km de sísmica 2D y las Comisiones Geológicas realizaron numerosas campañas de relevamiento, caracterizando particularmente, secciones con propiedades generadoras. En 1992 el consorcio BHP Petroleum Argentina Inc. y UPRC logra un permiso de exploración dentro del Plan Argentina y registra 623 km de sísmica 2D, mayoritariamente en el sector centro norte del Bolsón.

En el año 2007, tras un proceso licitatorio, YPF obtuvo un permiso de exploración sobre el denominado bloque Bolsón del oeste, el cual abarcaba el sector norte del Bolsón del Bermejo y casi la totalidad del Bolsón de Pagancillo. En el primer periodo se incorporaron 2,500 km² de gravimetría y magnetometría terrestre, 1,150 km² de geoquímica de gases de superficie, campañas de mapeo geológico y reprocesamiento de gran parte del dato sísmico existente. En el transcurso del segundo periodo se registraron 306 km de sísmica 2D, repartidos entre el Bolsón de Pagancillo (96 km) y el sector norte del Bolsón del Bermejo (210 km), donde finalmente se perforó el pozo Guandacol es-1 (Rincón *et al.* 2011; Manoni *et al.* 2012) (Fig. 11 A).

Contexto geológico

El margen occidental de Gondwana habría constituido un margen convergente desde el Cámbrico Inferior, con recurrentes eventos de subducción-acreción (Ramos 2000). Los esfuerzos resultantes de la interacción de las placas, dieron lugar al desarrollo de regímenes compresivos y/o distensivos responsables de la formación de las cuencas paleozoicas y mesozoicas. Estas fosas tectónicas asimétricas generadas en la etapa de *rift*, se desarrollan a partir de nuevos esfuerzos extensivos, derivados principalmente por el desmembramiento de Gondwana. En el caso del Bolsón de Pagancillo, se generan sobre un basamento de origen cristalino-metamórfico del Precámbrico-Paleozoico Inferior y presenta, además, intrusiones graníticas cambro-devónicas y sedimentos continentales de Carbónico al Cretácico, rematando depósitos del Neógeno. La subducción horizontal de la placa de Nazca debajo de la placa Sudamericana provoca una importante convergencia oblicua que levanta a la Cordillera de los Andes, deforma el antepaís andino y somete a deformación compresiva las cuencas del antiguo margen gondwánico con el desarrollo de mega fracturas que aprovechan discontinuidades preexistentes como las fracturas concentradas a lo largo del lineamiento de Valle Fértil. El resultado, ha sido la generación por transpresión de una serie de anticlinales y sinclinales escalonados, produciendo la inversión de un fallamiento distensivo previo, que controló la depositación de la sedimentación Triásica (Álvarez *et al.* 1990; Ramos *et al.* 2002; Rosello *et al.* 2005) (Fig. 11B).

Roca Madre - Sistema Petrolero

La hipótesis de la existencia de un sistema petrolero se propone a partir de las observaciones de las rocas aflorantes. En la zona, se encuentra un interesante espesor de pelitas negras asignadas a la Fm. Ischichuca de edad Triásica (Fig. 11 B). Contiene valores de Carbono Orgánico Total entre 0.5 y 5%, siendo un querógeno de tipo algal-húmico depositado en un ambiente fluvio-lacustre. Las mediciones de reflectancia de vitrinita obtenidas, muestran un grado de madurez térmica incipiente. Otras rocas, con potencial generador, aunque más pobres en contenido orgánico y que podrían encontrarse en el subsuelo, son las existentes en el Grupo Paganzo. Estos niveles, de edad Carbónico Inferior al Pérmico Superior, fueron depositados en ambientes glacial a fluvio lacustre, con alto contenido de restos leñosos y cuticulares. Los valores de COT medidos en muestras de las formaciones Guandacol, Tupe y Patquía-De la Cuesta, oscilan entre 0.2 y 4.2% y podrían ser propensas a generar hidrocarburos gaseosos.

En lo que respecta a niveles reservorios las estimaciones se basan en muestras de afloramientos cercanos y se observa una amplia gama de depósitos originados en ambientes fluviales, deltaicos y eólicos con adecuadas condiciones petrofísicas.

También se identifican espesos depósitos de clásticos muy finos y de diferentes edades, que pueden conformar eficientes sellos tanto de carácter local, como regional.

En lo referido a la existencia de estructuras en el subsuelo, se identifica un lineamiento de rumbo NE-SO, conocido con el nombre de Las Tucumanesas. Si bien tiene una gran extensión,

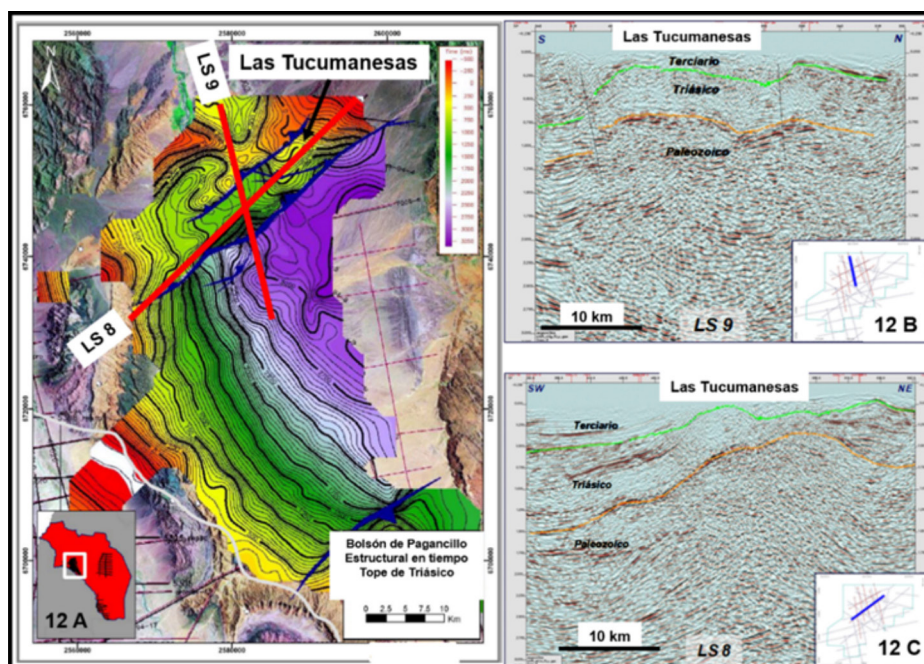


Figura 12. A: Mapa estructural en tiempo, referido al tope del Triásico; B: Línea Sísmica n° 9 (S-N); C LS n° 6 (SW-NE) (tomado y modificado de Manoni *et al.* 2012).

no parecería contar con un buen cierre en su sector noreste (Fig. 12). Dentro de los elementos y procesos que interactúan en un sistema petrolero, el *timing*, la generación y la eficiencia de los sellos podrían considerarse como los de mayor grado de incertidumbre.

Comentarios y recomendaciones exploratorias

Los afloramientos de pelitas negras de origen lacustre de la Fm. Ischichuca (Triásico) se corresponderían a los depósitos más profundos, por lo que se interpreta que actualmente la zona más profunda del bolsón, podría estar rellena de depósitos de borde, en los cuales no se encontrarían representadas las mejores facies generadoras. En el área remanente del bloque se visualiza sólo una estructura, Las Tucumanesas, la misma tiene un alto grado de incertidumbre en su cierre noreste.

La prospección geoquímica de gases de superficie no evidenció existencia de anomalías de gases termogénicos, lo que podría estar indicando que en el subsuelo no habría una roca madre en condiciones de generar y expulsar (Manoni *et al.* 2012). Por lo expuesto, se considera al Bolsón de Pagancillo con muy bajo potencial exploratorio.

BOLSONES DE TAMBERÍAS-IGLESIA

Se encuentran ubicados en el ámbito cordillerano en el oeste de la provincia de San Juan, más precisamente entre la Cordillera Frontal al oeste y la Precordillera Occidental al este y cubren una superficie aproximada de 11,000 km² (Fig. 13 A).

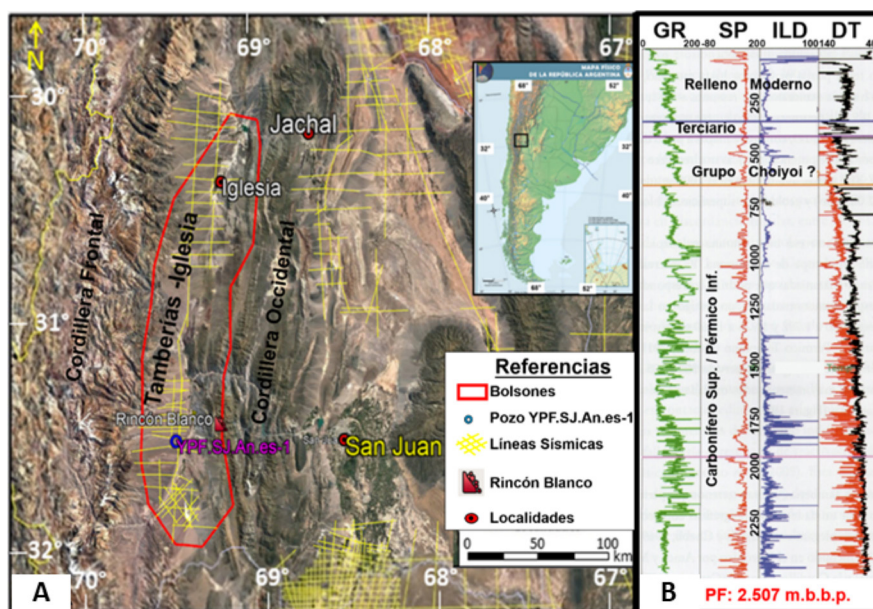


Figura 13. A: Mapa de ubicación del Bolsón Tamberías-Iglesia, Planimetría sísmica 2D y pozo; B: Perfiles eléctricos del pozo Ansilta.es-1.

Antecedentes exploratorios

Desde fines del Siglo XIX, estos bolsones cuentan con observaciones y levantamientos realizados por muchos profesionales, como los de Bodenbender (1897) o Stapenbeck (1910), entre otros, los cuales formaron la base del conocimiento de la región. A partir de la década de 1930, las comisiones geológicas formadas por Fossa Mancini en YPF, comenzaron estudios con objetivos petroleros que permitieron tener una primera evaluación del potencial exploratorio (Fossa Mancini 1942). La información geofísica es de carácter regional, con aproximadamente unos 1600 km de sísmica 2D y datos gravimétricos terrestres que cubren parcialmente los bolsones. En el año 2011, YPF perforó el sondeo Ansilta.es-1 (Fig. 13), con el objetivo de investigar la columna estratigráfica y, además, evaluar una de las pocas estructuras reconocidas en el subsuelo (Zamora *et al.*, 2008). Se atravesaron 2507 metros de sedimentos mayoritariamente asignados al Carbonífero y sin manifestaciones de hidrocarburos (Rincón *et al.* 2011).

Contexto geológico

Estos bolsones intermontanos, presentan un rumbo N-S y comparten similitudes geológicas y estructurales. Se puede considerar al Bolsón Iglesia, de menor desarrollo sedimentario, como la culminación septentrional del Bolsón de Tamberías. Se formaron por una tectónica extensional generalizada que ocurrió durante el Triásico como consecuencia del desmembramiento del Gondwana. Durante este período la zona adquiere una configuración de cubetas o depocentros separados por zonas de transferencias, los cuales evolucionan de manera independiente. Sus rellenos están compuestos por secuencias depositacionales de sistemas aluviales y fluviales de textura gruesa, que alternan con sistemas fluviales y lacustres de textura fina (Zamora *et al.* 2008). Relictos de algunos de estos hemigraben, como los de Rincón Blanco, Agua de los Pajaritos, Barreal entre otros, han sido descriptos y estudiados por Barredo (2005) (Fig. 14). Posteriormente, esta región se estructuró durante la orogenia andina, caracterizada por la influencia de la subducción subhorizontal de la Placa de Nazca lo que dio como resultado la morfología actual que enmascara gran parte de los procesos tectosedimentarios previos.

Roca Madre - Sistema Petrolero

Hasta el momento, en el subsuelo y con sólo un sondeo perforado, no se ha identificado ningún Sistema Petrolero activo. Antes de la perforación del pozo de estudio Ansilta, se especulaba con la posibilidad de hallar secuencias de pelitas negras del Mb. Monina de la Fm. Agua de los Pajaritos - Gr. Sorocayense, de edad triásica. Esta hipótesis quedó descartada, ya que las secuencias atravesadas por el sondeo son de edad carbónica, según los análisis palinológicos aplicados a varios niveles (Fig. 13).

Muestras del Miembro Monina han dado valores de Carbono Orgánico Total que varían entre el 9 y 14%, con Índice de Hidrógeno (IH) mayor a 600 mg Hc/g/COT y pertenecen a un querógeno tipo I.

En las secuencias de edad carbonífera, perforadas en el pozo Ansilta.es-1, se constató la presencia de niveles de clásticos finos cuyos análisis geoquímicos evidenciaron querógenos de tipo III y IV, con una riqueza promedio de 1.4% COT, pero con una marcada sobremadurez. También fueron identificados numerosos niveles reservorio con características petrofísicas favorables, tanto en secuencias paleozoicas como terciarias.

Figura 14. A Cuadro de correlación entre los depocentros Agua de Los Pajaritos, Rincón Blanco y Barreal B Mapa indicando la posición de los depocentros mencionados (tomado y modificado de Barredo 2009).

El cuadro de correlación (A) muestra la estratigrafía de tres depocentros: Agua de los Pajaritos (rojo), Rincón Blanco (naranja) y Barreal (amarillo). Las unidades estratigráficas correlacionadas son:

Agua de los Pajaritos	Rincón Blanco	Barreal
Fm. Cepeda	Unidad Marachemil	Fm. Cepeda
Fm. Alcázar	Fm. Casa de Piedra	Fm. Cortaderita
Fm. Hilario	Fm. Carrizalito	Fm. Barreal
Fm. Monina	Fm. Corral de Piedra	
Fm. Agua de los Pajaritos	Fm. Panul	
	Fm. C° Amarillo	
	Fm. Ciénaga Redonda	

El mapa (B) muestra la ubicación geográfica de estos depocentros en la zona de Precordillera Occidental, con una leyenda que indica: Geología, Gr. / Hemigraben, Ag. de los Pajaritos, Rincón Blanco, Barreal. Incluye una escala de 0 a 20 km y coordenadas geográficas.

Figura 14. A Cuadro de correlación entre los depocentros Agua de Los Pajaritos, Rincón Blanco y Barreal B Mapa indicando la posición de los depocentros mencionados (tomado y modificado de Barredo 2009).

Es importante destacar que en cercanías del Bolsón de Tamberías, en el ámbito de Precordillera Occidental, se encuentran afloradas en la zona de Rincón Blanco secuencias compuestas por esquistos bituminosos de la Fm. Carrizalito. Análisis practicados demuestran que tienen muy buena capacidad de generación. El querógeno es de tipo I de ambiente lacustre, con valores de Carbono Orgánico Total que varían entre los 2.5 y 14%, IH entre 600 y 850mg Hc/gCOT, y un Ro de 0.36 a 0.4%, lo que muestran un muy bajo grado de madurez.

El mayor riesgo exploratorio está asociado a la generación de hidrocarburos, identificando a la madurez térmica de las secuencias generadoras y al volumen de roca madre que haya podido alcanzar la ventana de petróleo dentro del bolsón, como sus principales incertidumbres.

Comentarios y recomendaciones exploratorias

En base a la información geofísica adquirida y los resultados del pozo de estudio perforado, se estima que las chances de encontrar volúmenes de petróleo económicamente rentable son muy bajas. Quedaría por conducir una evaluación geológica y económica de los esquistos bituminosos de Rincón Blanco para conocer definitivamente si se trata de recursos explotables.

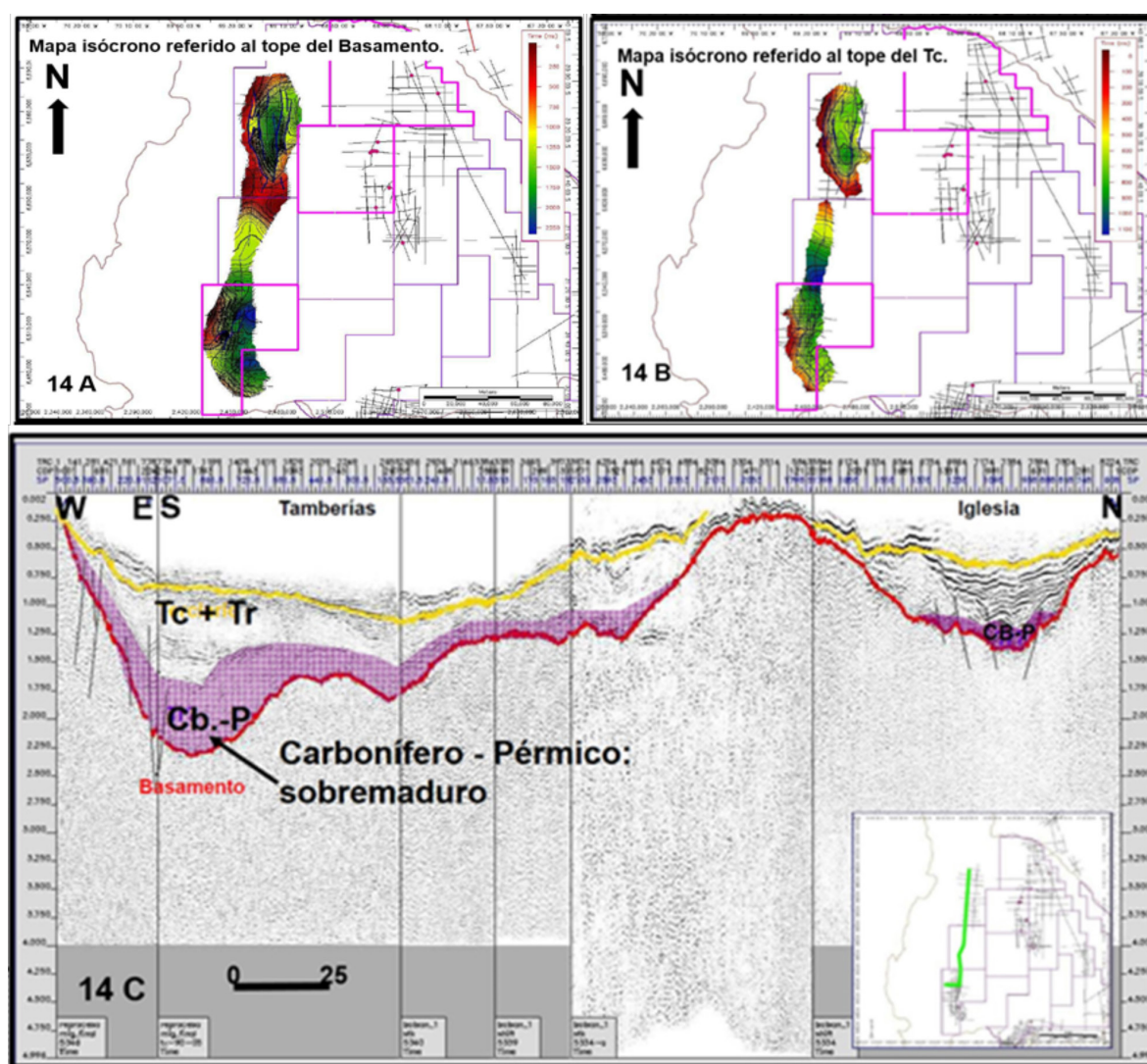


Figura 15. A: Mapa isócrono referido al tope del Basamento; B: Mapa isócrono referido al tope del Terciario; C: Transecta sísmica (W-E y S-N) interpretada que une los bolsones de Tamberías e Iglesia.

CUENCA PRECORDILLERA

La región que comprende los dominios geológicos de Precordillera Occidental, Central y Oriental, principalmente en la provincia de San Juan, han atraído desde siempre la atención por poseer un marco geológico-estructural muy complejo y rico en historia evolutiva.

En el año 2011, en base a nuevos datos de subsuelo y de superficie, se propuso denominar Cuenca Precordillera a este ámbito geológico (Pérez *et al.* 2011) (Fig. 16).

Antecedentes exploratorios

La exploración en las provincias de San Juan y La Rioja fue iniciada por YPF en la década del 30 con levantamientos geológicos y prospecciones gravimétricas, perforando entre los años 1947/1948 los pozos YPF.SJ.NV-1, 2, 3 y 4 (Niquivil Viejo) en cercanías de la localidad homónima. Los mismos fueron ubicados sobre los afloramientos de areniscas terciarias con rastros de petróleo seco. Si bien alguno de ellos documentó rastros en profundidad, todos fueron abandonados por carecer de interés. En 1973 compañías como Shell y Cities Servise, perforaron los pozos Niquivil Este (Sh.SJ.Be II/Bx-1), Sierra Morada (Sh.SJ.Be II/Ax-1) y Las Salinas (CS.SJ.Be I/B.x-1). El primero de ellos alcanzó los niveles superiores de la Fm. San Juan y se observaron rastros

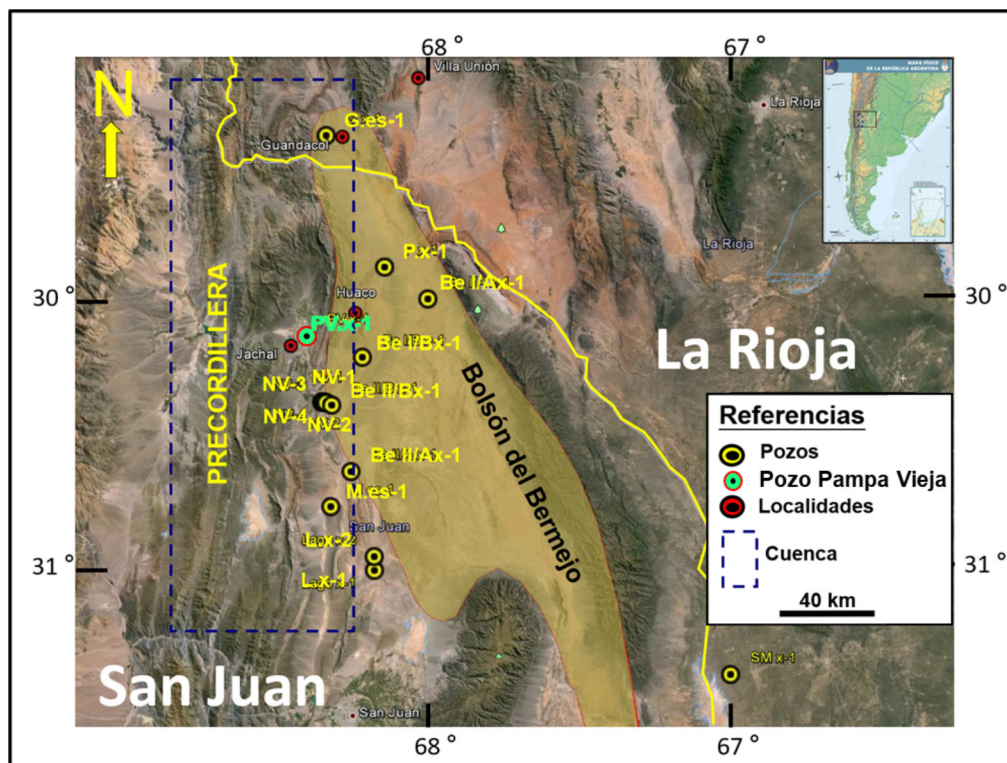


Figura 16. Mapa ubicación de la cuenca Precordillera, pozos perforados en la región entre 1947 y 2013.

secos en niveles del Terciario. El Sierra Morada, perforado más al sur, encontró una columna similar, sin manifestaciones. En lo que respecta al sondeo Las Salinas, también constató a la Fm. San Juan, luego de atravesar una espesa columna de sedimentos de edad terciaria y no reportó manifestaciones de hidrocarburos. En el año 1981, YPF perfora el pozo más profundo de la provincia, el Matagusanos es-1 (5,996 m.b.b.p), el cual sólo atraviesa sedimentos terciarios sin evidencias de hidrocarburos.

Hasta la fecha, de los numerosos pozos (Fig. 16) realizados en la provincia de San Juan, sólo el sondeo Pampa Vieja x-1 que perforó la empresa Oil M&S en el año 2011, investigó una estructura secundaria ubicada en la Precordillera Central en la denominada escama San Roque. Atravesó una secuencia clástica gruesa, asignada al Terciario Superior hasta ingresar directamente a la formación San Juan (Fig. 17). Atravesada la misma, falla mediante, perforó parte del Grupo Trapiche, las formaciones Gualcamayo, San Juan y dolomías y calizas de edad Cámbrico. Sólo registró picos de gas en niveles con propiedades generadoras. Hacia el norte, en el territorio de la provincia de La Rioja, convergen la Precordillera Central y Oriental, constituyendo el límite del denominado Bolsón del Bermejo. En cercanías de la localidad de Guandacol, YPF perforó en el año 2013 el pozo Guandacol.es-1, cuyo objetivo fue investigar la columna estratigráfica en especial la paleozoica, en búsqueda de la Fm. Gualcamayo en condiciones de generación y expulsión de hidrocarburos. Las prognosis elaboradas a partir de un cúmulo de datos geofísicos (sísmica 2D, Gravimetría y Magnetoteluria, preveían que esas secuencias paleozoicas se podrían encontrar en un rango de 3,000 a 3,500 m.b.b.p. Durante la perforación se atravesaron espesas columnas de sedimentos terciarios con fuertes buzamientos, conformados principalmente por rodados de calizas (Fm. El Corral). Los registros sísmicos midieron en estos depósitos, velocidades de tránsito mucho más altas que las utilizadas para las prognosis. Por este motivo, sumado además a problemas técnicos (alto grado de desviación más operaciones de pesca), se decidió finalizar la perforación, en la profundidad de 3,700 m.b.b.p., en terrenos de edad terciaria asignados a la Fm. Río Jáchal.

Entre los años 2014 y 2017, YPF realizó estudios que cubrieron extensas áreas dentro del PEA firmado con la provincia de San Juan. Esos estudios incluyeron, levantamientos geológicos, modelados estructurales, dataciones radiométricas, análisis geoquímicos, petrofísica, etc., que permitieron interpretar una zona triangular hasta la fecha no explorada.

Contexto geológico

Aún persisten diferencias conceptuales acerca del origen y modo de emplazamiento, pero es un hecho aceptado que la Precordillera es un Terreno, o porción de uno, adosado al margen continental Gondwánico (Ramos, 1999; Aceñolaza y Toselli, 2007).

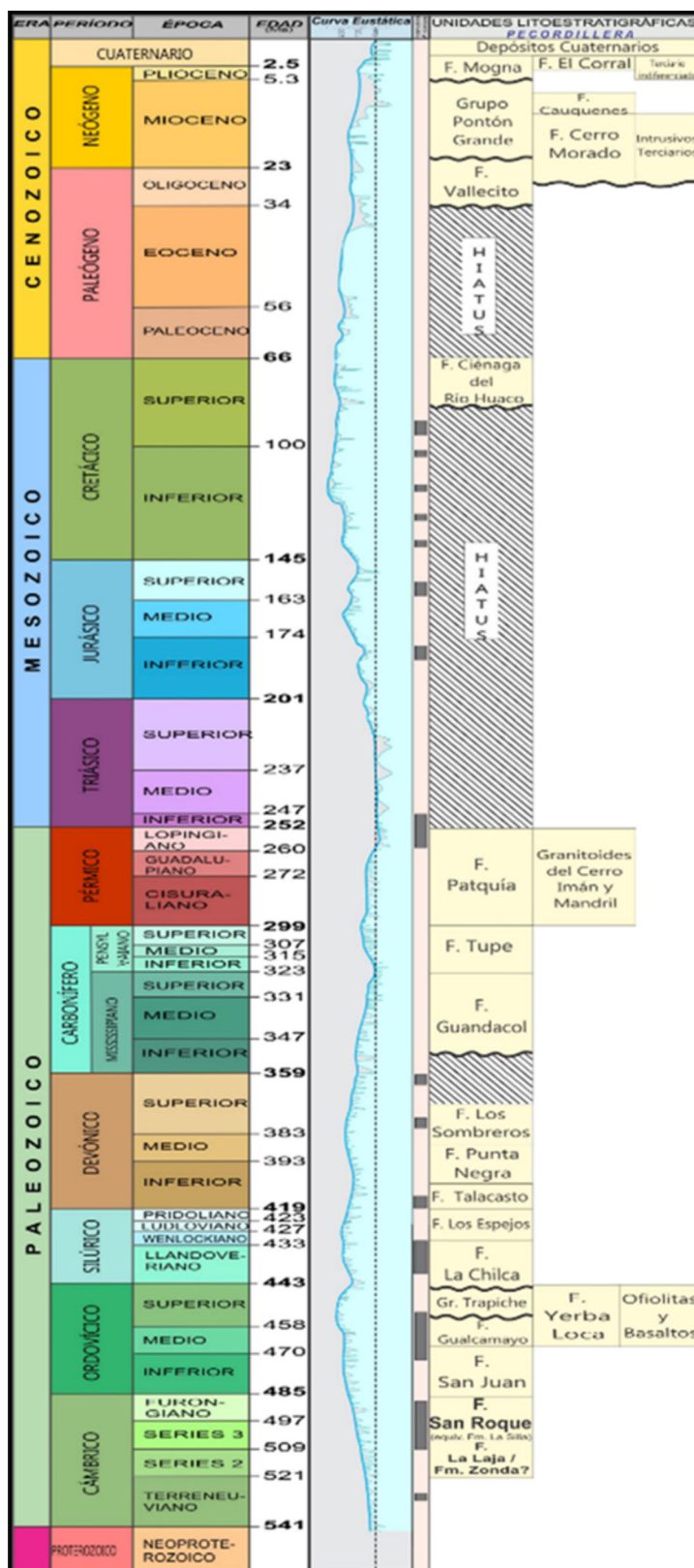


Figura 17. Columna estratigráfica de la cuenca Precordillera (tomada de Pérez y Carini 2017).

A escala regional, constituye una gran faja plegada y corrida que ocupa parte de las provincias de Mendoza, San Juan y La Rioja (Pérez *et al.* 2011). Los tres dominios que la conforman de oeste a este, presentan sobrecorrimientos que afectan a distintas unidades formacionales con diferentes grados de deformación. La Precordillera Occidental y la Central poseen vergencia hacia el este, producto de esfuerzos provenientes del oeste (Jordan *et al.*, 1993), siendo la actual conformación estructural el resultado del apilamiento de escamas tectónicas en las cuales no estaría involucrado el basamento. En cambio, la Precordillera Oriental tiene vergencia hacia el oeste y si bien algunos autores interpretaron a la misma como un sistema de “piel gruesa” con involucramiento del basamento como Zapata y Allmendinger (1996) y Zapata (1998), nuevos datos del subsuelo permiten postular que estaría conformada por retro corrimientos de lámina delgada, producto de la transmisión de acortamientos por parte de corrimientos que se desarrollaron al oeste (Constantini *et al.* 2015) (Fig. 18).

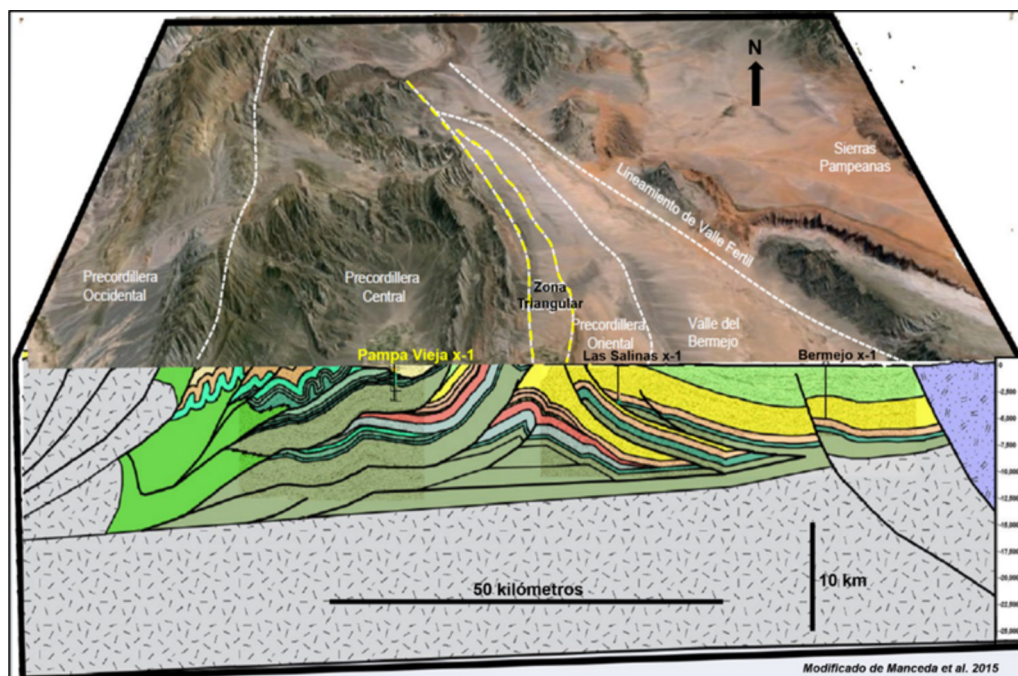


Figura 18. Ilustración compuesta entre imagen satelital y corte geológico confeccionado a partir de un modelado estructural, mostrando las geometrías que conforman una zona triangular ubicada entre Precordillera Oriental y Central (tomado y modificado de Manceda *et al.* 2015).

Roca Madre - Sistema Petrolero

La roca madre identificada y disponible con diferentes grados de madurez térmica es la formación Gualcamayo, asignada al Ordovícico medio. Está conformada por depósitos de pelitas negras, calizas y dolomías. Sus propiedades oleogénicas son similares a otras RM de igual período. Los valores de COT medidos en afloramientos y subsuelo, varían entre 0.3 y 3%,

con valores promedios de 1.35%, mientras que la madurez térmica óptima pareciera encontrarse en las escamas más orientales. (Pérez *et al.* 2011). De los análisis geoquímicos realizados a las manifestaciones de hidrocarburos alojados en areniscas afloradas de edad terciaria se ha podido comprobar su filiación con los niveles generadores de la Fm. Gualcamayo.

La mayor incertidumbre geológica de esta cuenca, está en hallar la RM en condiciones de generación y expulsión y en la y en la integridad de las trampas, en un área de alta complejidad estructural.

Comentarios y recomendaciones exploratorias

Por ser una región geológica que contiene los principales elementos de un Sistema Petrolero, sería necesario realizar un esfuerzo exploratorio al menos en la zona triangular definida entre Precordillera Central y Oriental, en la cual se encuentran las mejores evidencias de hidrocarburos en superficie. Para ello, sería necesario adquirir nuevos datos sísmicos 2D o 3D, que permitan identificar las distintas escamas o láminas que la conforman y sobre todo realizar la mejor estimación de la profundidad de los principales objetivos. De confirmarse este modelo estructural, a una profundidad accesible, quedaría habilitado para ser investigado mediante la perforación de un pozo (Fig. 18).

RESUMEN

De las siete cuencas analizadas, la cuenca de Tres Cruces es la más atractiva por contar con un SP activo, aunque el tamaño de las potenciales estructuras a explorar, podría no ser significativo. La Precordillera, cuenta con una RM ordovícica de moderada calidad que se ha podido correlacionar con rastros de petróleo hallados en superficie. Si bien se estima que son bajas las chances de encontrar una acumulación económica de hidrocarburos, aún cuenta con oportunidades exploratorias. Lo más interesante de la cuenca Chacoparaná, pareciera estar en la zona NW, donde se interpreta por sísmica y las evidencias de hidrocarburos detectadas, que habría sedimentos devónicos con capacidad generadora. Tucumán podría tener cierto interés, dada la presunta similitud con la subcuenca de Metán-Alemania y por la presencia de anomalías de gases termogénicos, identificadas por geoquímica de superficie. El resto de las cuencas/bolsones, en base al conocimiento actual, parecieran no tener chances de contar con un SP activo. En la siguiente tabla se sintetiza la información básica disponible de cada una de las cuencas, si tienen un SP comprobado y las chances de encontrar una acumulación de hidrocarburos (económicas o no), estimadas por los autores.

Cuenca o subcuenca	Pozos	Sísmica		Sistema petrolero (SP)	Chances de encontrar una acumulación de Hc.
		2D	3D		
Tres Cruces	4	Si	No	Comprobado	Muy altas
Precordillera	12	Si	No	Con dudas	Medias a bajas
Chacoparana	37	Si	No	No comprobado	Medias a bajas
Tucumán	0	Si	No	No comprobado	Bajas
Pagancillo	1	Si	No	No comprobado	Bajas
Tamberias-Iglesias	1	Si	No	No comprobado	Bajas
Santa María	0	Si	No	No	Nulas

AGRADECIMIENTOS

A la gerencia de exploración de YPF por haber permitido la publicación de este trabajo y a Ricardo Manoni por la lectura crítica del mismo.

REFERENCIAS CITADAS

- Aceñolaza, F. G. y Toselli, A. J., 2007. Evolución del borde gondwánico de Argentina en el Paleozoico: Cuyania, ¿Un fragmento gondwánico o un alóctono lauréntico? Eds. E. Díaz-Martínez e I. Rábano. 4th European Meeting on the Paleontology and Stratigraphy of Latin America. Cuadernos del Museo Geominero, N° 8. Instituto Geológico y Minero de España. pp 3-8. Madrid. España.
- Álvarez, L.A., Fernández Seveso, F., Pérez, M.A. y Bolatti, N. 1990. Estratigrafía de la Cuenca Saliniana. XI Congreso Geológico Argentino. Actas II p. 145-148. San Juan. Argentina
- Álvarez, L.A., Fernández Seveso, F., Pérez, M.A. y Bolatti, N. 1991. Interpretación del subsuelo de los Bolsones de Sierras Pampeanas. Informe Geológico. Comisión Geológica n° 3 YPF. Informe interno inédito.
- Barredo, S. P., 2005. Propuesta de correlación tectonoestratigráfica entre las unidades triásicas de las localidades de Barreal-Agua de los Pajaritos y Rincón Blanco, Provincia de San Juan. Actas del XVI Congreso Geológico Argentino. Acta I p. 49-56. La Plata, Argentina
- Barredo, S. P., 2009. Análisis tectosedimentario del Triásico de la Región de Tamberías, Provincia de San Juan. YPF Informe Interno Inédito.
- Bossi, G. E. y Palma, R., 1982. Reconsideración de la Estratigrafía del Valle de Santa María, provincia de Calamarca, Argentina. Actas V Congreso Latinoamericano de Geología, p.155-172. Buenos Aires. Argentina.
- Bossi, G. E., Georgieff, S., Gavrilloff, I., Ibáñez, L., Muruaga, C., 2001. Cenozoic evolution of the intramontane Santa María basin, Pampean Ranges, northwestern Argentina. - Journal of South American Earth Sciences 14, p. 725-734.
- Braccini, I.O., 1946a. Bosquejo Geológico Parcial Provincia de San Juan. YPF, informe interno inédito

- Bracaccini, I.O., 1946b. Una ubicación de perforación en San Juan. Informe 11524. YPF. Informe interno inédito.
- Calegari, R. y Reinante, S., 2016. Petróleo en San Cristóbal, ¿Realidad o Leyenda? La Historia de la Geología en el Bicentenario de la Argentina. Revista del Museo de Ciencias Naturales La Plata. V 1. Número Especial: p 44-54. La Plata. Argentina.
- Calegari, R., 2018. Exploración de Frontera, el aporte de YPF. X Congreso de Exploración y Desarrollo. IAPG. Sesiones Generales: "Energía y Sociedad, aliados inseparables. p 21-38. Mendoza. Argentina.
- Campos, L., Milani, E., Toledo, M., Quieroz, R., Catto, A. y Selke, S., 1998. Barra Bonita: a Primeira Acumulação Comercial de Hidrocarbonetos da Bacia do Paraná- Rio Oil and Gas Conference – IBP.
- Constantini, L. A., Manceda, R., Pérez. M., Figueroa, D., Calegari, R. J. y Carini, F., 2015. Precordillera Central y Oriental, ¿Faja Plegada de lámina delgada? Acta geológica lilloana 28 (suplemento), p 83-89. San Juan. Argentina.
- Disalvo, A., Rodríguez Schelotto, M.L., Gómez Omil, R., Hoffmann, C., Benítez, J. y Hurtado, S., 2018, Los Reservorios de la Formación Yacoraite. En: Rocas Reservorio de las Cuencas Productivas de la Argentina. X Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. p.1065-1086. Mendoza. Argentina.
- Favetto, A., Pomposiello, M. C., Booker, J. y Rossello, E. 2007. Magnetotelluric inversion constrained by seismic data in the Tucumán Basin (Andean Foothills, 27°S, NW Argentina). – Journal of Geophysical Research, Vol. 112.
- Fernández Garrasino, C., 1995. Contribución a la Geología de la Provincia de Santa Fe, Argentina. Algunas posibilidades exploratorias- Cátedra de Geología del Petróleo-Departamento de Ciencias Geológicas, Facultad de C. E. y Naturales de la Univ. de Buenos Aires. Argentina
- Fossa Mancini, E., 1942. Perspectivas de encontrar petróleo en San Juan. YPF. Informe interno inédito
- Hernández, R., Gómez Omil, R. y Boll, A., 2008, Estratigrafía, tectónica y potencial petrolero del *rift* Cretácico en la provincia de Jujuy. En Actas XVII Congreso Geológico Argentino. p. 207-232.
- Jordan, T. E., Allmendinger, R. W., Damanti, J. F. y Drake, R. E., 1993. Chronology of motion in a complete thrust belt: The Precordillera, 30-31° S, Andes Mountains. Journal of Geology, 101, p.137-158.
- Manceda, R., Constantini, L. A., R., Figueroa, D., Pérez. M. y Calegari, R. J., 2015. Nuevas ideas exploratorias en la Precordillera de San Juan. V Jornadas de G&G-Comunidad de Geociencias, E&D YPF. Informe interno inédito.
- Manoni, R. S., Reinante, S. M., Salinas, A. y Cardona, R., 2012. Informe Final Provincia de La Rioja Cuencas Bolsones Intermontanos. YPF. Informe interno inédito.
- Milani, E. y Zalán P.V., 1999. An outline of the geology and petroleum systems of the Paleozoic interior basins of South America. Episodes, v.22, n.3, p. 199-205, 1999.
- Padula, E. y Mingram, A., 1962. The Fundamental Geologic Pattern of the Chaco-Parana Basin Argentina in Relation to its oil Possibilities. p 1-15. YPF. Informe interno inédito.
- Padula, E. y Mingram, A., 1965. Estratigrafía, Distribución y Cuadro Geotectónico Sedimentario del Triásico en el subsuelo de la llanura Chaco-Pampeana. p. 1-11. YPF. Informe interno inédito.

- Pérez M., Bagur Delpiano, V., Graneros, D., Breier K. y Lauría, M., 2011. Cuenca Precordillera: Claves Exploratorias para el Paleozoico. Áreas Jáchal y Niquivil, San Juan. Argentina. VIII Congreso Exploración y Desarrollo. IAPG. p. 275-319. Mar del Plata. Argentina.
- Pérez M. y Carini, F., 2017. Informe geológico de la Cuenca Precordillera, Sector Valle de Jáchal, Zona Triangular. Plan Exploratorio Argentina, Convenio YPF-Prov. San Juan. YPF. Informe inédito.
- Pomposiello, M. C., Moon, R., Sainato, C., Booker, J. y Li, S., 2002. Imaging the sedimentary basin of the Tucumán Plain in the northern Pampean Ranges, Argentina. *Journal of Applied Geophysics* 49. p. 47-58.
- Ramaccioni, D. 1944. Observaciones geológicas en las Provincias de San Juan y La Rioja. YPF. Informe interno inédito.
- Ramos, V. A., 1999. Rasgos estructurales del territorio argentino. Evolución Tectónica de la Argentina. Instituto de Geología y Recursos Minerales. Geología Argentina. Capítulo 24. Anales 29 (24) p. 715-784. Buenos Aires. Argentina.
- Ramos, V. A., 2000. The Southern central Andes. En: Cordani, U.G., Milani, E.J., Thomaz Filho, A. y Campos, D. A. (editors): Tectonic Evolution of South America. 31 st International geological Congress. p. 635-685. Río de Janeiro. Brasil.
- Ramos, V., Cristallini, E. y Pérez, D., 2002. The Pampean flat-slab of the Central Andes. *Journal of South American Earth Sciences*, 15 (1), p. 57-78.
- Reinante, S. M., Fasola, M., Salinas, A., Olivieri, G., Calegari, R. y Manoni, R. S., 2014. Sistemas Petroleros en la Cuenca Chacoparaná. IX Congreso de Exploración y Desarrollo. IAPG. Tomo I, p.243-264. Mendoza. Argentina.
- Rincón, M.F., Barredo, S., Zunino, J., Salinas, A., Reinante, S.M. y Manoni, R.S., 2011. Síntesis General de los Bolsones Intermontanos de San Juan y La Rioja. VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. IAPG. Simposio Cuenas Argentinas: visión actual. p.321-406. Mar del Plata. Argentina.
- Rosello, E., Limarino, C., Ortiz, A. y Hernández, N., 2005. Cuencas de los Bolsones de San Juan y La Rioja. Frontera Exploratoria de la Argentina. Eds. Chebli, G., Cortiñas, J., Spalletti, L., Legarreta, L. y Vallejos, E. VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. P. 147-174. Mar del Plata. Argentina.
- Salfity, J. A. y Marquillas, R. A., 1999. La cuenca cretácica-terciaria del norte argentino. Caminos, R. (Ed.) Geología Argentina. SEGEMAR, Anales 29. P. 613-626.
- Schiuma, M. y Sosa Gómez, J., 2017. Recursos Hidrocarbúricos: Cuenca de Tucumán y Catamarca. Ciencias de la Tierra y Recursos Naturales del NOA. Relatorio del XX Congreso Geológico Argentino, p1080-1106. San Miguel de Tucumán. Argentina.
- Sosa Gómez, J. A., Moon, R. y Piccioni, L., 1999. Estructura de la Cuenca de Tucumán y de su subsuelo profundo. XIV Congreso Geológico Argentino. Actas I: p. 209-211.
- Sosa Gómez, J. A., Georgieff, S.M., Ibáñez, L. M., Nieva, S. M., Ovejero, R., Vides, M. E. y Anis, K. B., 2012. Exploración Geológica en Tucumán. Convenio YPF-U.N. Tucumán. YPF. Informe inédito.
- Stapenbeck, R., 1910. La Precordillera de San Juan y Mendoza. Anales del Ministerio de Agricultura, Sección Geología, Mineralogía y Minería, 4(3) p. 3-183. Buenos Aires. Argentina.

- Vergani, G., Decastelli, O., Moroni, A. M. y Chaia, A., 1991. Análisis estratigráfico y oleogenético del Mioceno del Valle de Santa María. Provincias Salta, Tucumán y Catamarca YPF. Informe interno inédito p. 27.
- Zamora Valcarce, G., Cervera, M. y Barredo, S. 2008. Geología y potencial petrolero de un bolsón intermontano: Bloque Tamberías, Provincia de San Juan. En Schiuma (ed.) Trabajos Técnicos, VII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. IAPG. p. 397- 407. Mar del Plata. Argentina.
- Zapata, T. y Allmendinger, R., 1996. Thrust-front zone of the Precordillera, Argentina: A thick-skinned triangle zone. American Association of Petroleum Geologist Bulletin, 80. p. 359-381.
- Zapata, T.R., 1998. Crustal structure of the Andean thrust front at 30 S latitude from shallow and deep seismic reflection profiles, Argentina. Journal of South American Earth Sciences, 11 (2) p. 131-151.