

ESTRATEGIAS DE DESARROLLO PARA LOS CARBONATOS DEL MB. LA TOSCA, YACIMIENTO CAÑADÓN AMARILLO, MENDOZA, ARGENTINA

Jazmín Propato¹, Sergio Koch¹, Daniel Varas¹, Fermín Goya¹, Guillermo Corona¹,
Silvia Espinach¹, Ramiro Lopez¹, Damián Hryb¹

1: YPF S.A., jazmin.propato@ypf.com, sergio.koch@ypf.com, mario.varas@ypf.com, fermin.goya@ypf.com,
guillermo.corona@ypf.com, silvia.espinach@ypf.com, ramiro.lopez@ypf.com, damian.hryb@ypf.com

Keywords: Carbonatos, Fracturas naturales, Miembro La Tosca

ABSTRACT

This work aims to show the evolution of the studies that led to the development plans of the Mb. La Tosca reservoirs (Fm Huitrín) in the Cañadón Amarillo area, Mendoza province. In the beginning, the project included a workover campaign as well as the drilling of development and advanced wells to delineate the extension of the mineralized area. As it progressed, it became evident the need to have new data to improve the conceptual model of the carbonates of Mb. La Tosca. The information available up to that time supported the hypothesis of a naturally fractured reservoir. The data acquisition plan included obtaining cores, well images, Build Up tests, samples for geochemical characterization studies and production allocation. The dissimilar results in the productivity of the wells, and the different production profiles, led to the need to revise and refine the reservoir model. The available seismic data was reinterpreted to adjust the structural framework that, together with the well image information, allowed the generation of a Natural Fracture Model (DFN, Discrete Fracture Network). A sectoral dynamic simulation was carried out, which showed that the DFN model alone could not explain the behavior of the wells evaluated. It was then sought, on the one hand, to refine the structural model by reinterpreting the seismic data and the integration of images and core samples, and on the other hand to improve the existing stratigraphic model by means of the detailed description of the core samples and thin sections available, the chemostratigraphic evaluation of cutting samples and cores and the generation of electrofacies from clusters. The information integration allowed to identify a remarkable heterogeneity of the reservoir that was evidenced by the spatial distribution of the different electric and chemostratigraphic facies. At the same time, different areas with differentiated structural styles linked to dissimilar production behaviors were recognized. The optimal development strategies are being adapted to the characteristics of the recognized areas, although for the case of development through horizontal wells it is necessary to have more data to validate the existing DFN.

INTRODUCCIÓN

El área Cañadón Amarillo se ubica en la provincia de Mendoza, sobre la margen norte del río Colorado y a 70 km al NO de la localidad neuquina Rincón de los Sauces, dentro del ámbito de la plataforma oriental de la Cuenca Neuquina.

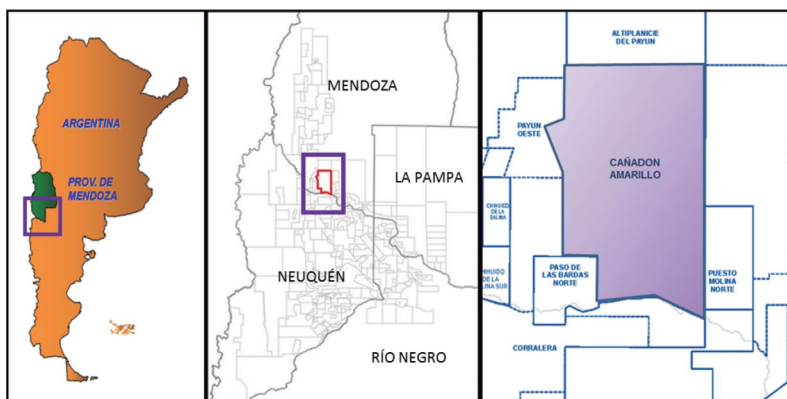


Figura 1. Mapa de ubicación del área Cañadón Amarillo.

Desde fines de los años '70, tiempo en que se inicia el desarrollo del campo, los reservorios productivos fueron alternándose de acuerdo con los resultados y las realidades del momento. También las zonas en las que se concentraba el desarrollo tuvieron que ver con las Formaciones en auge al tiempo del mismo. En diferentes etapas de la historia del área Cañadón Amarillo se han explotado los reservorios de las formaciones Tordillo, Barda Negra, Lajas, Lotena, Mulichinco, Huitrín (Mbs. La Tosca, Troncoso Inferior y Chorreado) y Gr. Neuquén (Fm. Río Limay).

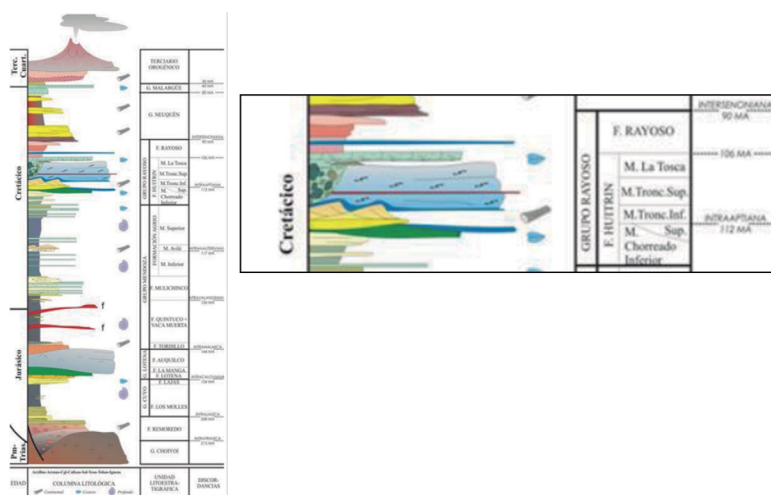


Figura 2. Columna estratigráfica del sector norte de la Cuenca Neuquina. Tomado de Brisson y Veiga (1999). Se muestra un detalle de la Fm. Huitrín.

El Mb. La Tosca corresponde a la sección superior de la Fm. Huitrín, con un espesor promedio de 30 m relativamente constante. Suprayace a las evaporitas del Mb. Troncoso Superior y subyace a los depósitos continentales de la Fm. Rayoso. Ha sido interpretado como depósitos de un ambiente de rampa carbonática, afectada por mareas, olas y tormentas en un clima árido-semiárido (Legarreta y Gulisano 1989, Legarreta y Uliana 1991, entre otros). Corresponde a calizas y dolomías, esqueletales, ooidales, peloidales y algales, con menor participación de pelitas y

margas. Según Legarreta *et al.* (1993) se habría depositado en el Albiano, entre los 108,5 y 107 Ma.

En cuanto a la historia de producción, los sectores sur y norte del yacimiento contaban con un registro más abundante y continuo que el sector central, que para el año 2013 solo presentaba un pozo exploratorio en producción del Mb. La Tosca. La mayor parte de los pozos productores de la Fm. Huitrín se encontraban hacia el sureste del área, asociados con zonas fracturadas y dolomitizadas.

A partir del análisis de los registros de pozos existentes en el sector central del yacimiento se generó un proyecto de reparaciones de pozos productores que habían atravesado la Fm. Huitrín pero no habían sido evaluados en el Mb. La Tosca. Los resultados positivos obtenidos en tres de los pozos reparados permitieron dar forma a un plan de desarrollo incipiente de los reservorios carbonáticos del Mb. La Tosca en la zona central donde los principales objetivos prospectivos se ubicaban en formaciones más profundas.

Al momento de iniciada la campaña de perforación el modelo de subsuelo aceptado para el Mb. La Tosca provenía de un estudio realizado en el sector sur de Cañadón Amarillo (Kirstetter *et al.* 2010), en el que se había identificado dolomitización y fracturas de distinta magnitud en los reservorios carbonáticos. Se decidió avanzar con la perforación de pozos verticales, con un distanciamiento entre pozos acorde a un reservorio naturalmente fracturado, apoyado por el esquema estructural interpretado a partir de la sísmica existente y los antecedentes del área.

A medida que la perforación de pozos avanzaba, se hizo evidente la necesidad de refinar el modelo existente que lo hiciera más predictivo y lograra un mayor ajuste con los datos de producción. Se generó entonces un plan de obtención de datos de reservorio que contemplaba testigos corona, imágenes de pozo, presiones de reservorio y registros especiales a pozo abierto. En simultáneo, se avanzó en la reinterpretación de la sísmica disponible, haciendo foco en los reservorios de la Fm. Huitrín. Se ajustó la definición del límite espacial de la deposición de las evaporitas del Mb. Troncoso Inferior, para definir la participación de éste en la generación de fallas y fracturas en el Mb. La Tosca.

Con la nueva interpretación sísmica, las imágenes de pozo y las coronas obtenidas en la zona de interés, se avanzó con la construcción de un modelo de red de fracturas discretas (DFN, Discrete Fracture Network) que permitiera evaluar opciones de desarrollo mediante la perforación de pozos horizontales en los reservorios carbonáticos del Mb. La Tosca.

REFINAMIENTO MODELO ESTRATIGRÁFICO

Como se señaló previamente, la historia de producción de los pozos mostró que en adición a la componente estructural (las fisuras/fracturas son imprescindibles), el aporte matricial juega un rol fundamental en la productividad de los pozos. Por lo tanto, se realizó un refinamiento del modelo deposicional a fin de caracterizar el ambiente y la distribución espacial de las facies

durante el modelado.

A partir de la descripción y análisis de las dos coronas del campo identificaron ciclos de acomodación que a su vez fueron extrapolados al resto del campo a partir de los perfiles. Si bien este estudio se concentra en el sector central del bloque, para la correlación se utilizaron todos los pozos del área Norte y Centro.

En líneas generales, todo el depósito se interpreta como generado en un ambiente carbonático marino somero y restringido. Esta hipótesis es avalada por la baja diversidad de la fauna donde se reconocieron foraminíferos miliólidos, valvas de pelecípedos y en menor proporción ostrácodos, gastrópodos y algas. Esta asociación indicaría un ambiente de circulación restringida con grandes variaciones de temperatura y salinidad. El ciclo culmina con los depósitos evaporíticos de la Fm. Rayoso.

Las facies reconocidas en los dos pozos con coronas son muy similares. A su vez, ambos muestran una impregnación gradual desde el tope hasta la base. Las facies reconocidas se han agrupado de la siguiente forma: Grainstones pelletoidales muy finos con estratificación hummocky, Mudstone/Wackestone con laminación difusa y Mudstone/Wackestone con intercalaciones de grainstones oolíticos (Figura 3).

Integrando la información de corona de los dos pozos del área se han podido identificar 2 ciclos principales. A su vez, dentro del ciclo superior se han identificado tres ciclos internos. Éstos pueden observarse en la figura 4.

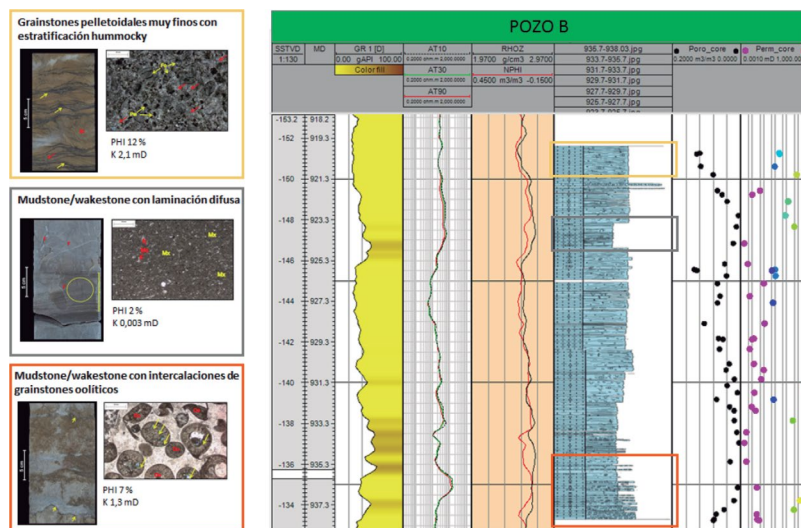


Figura 3. Integración de registros de pozo y corona. Se muestra el detalle de facies de Grainstone y Mudstone/Wackestone.

Esta interpretación es consistente con el trabajo realizado internamente para el sector suroeste del Yacimiento. Si bien las facies difieren, se puede realizar cierta analogía entre ambos. En ese trabajo se identifican dos ciclos principales que también se observan en el área de estudio.

Por lo tanto, se distingue un ciclo inferior que corresponde a un ciclo regresivo en la base y un ciclo transgresivo hacia el tope del Mb. La Tosca. A su vez, dentro del ciclo superior se identifican 3 ciclos de menor jerarquía que tienen arreglo interno somerizante.

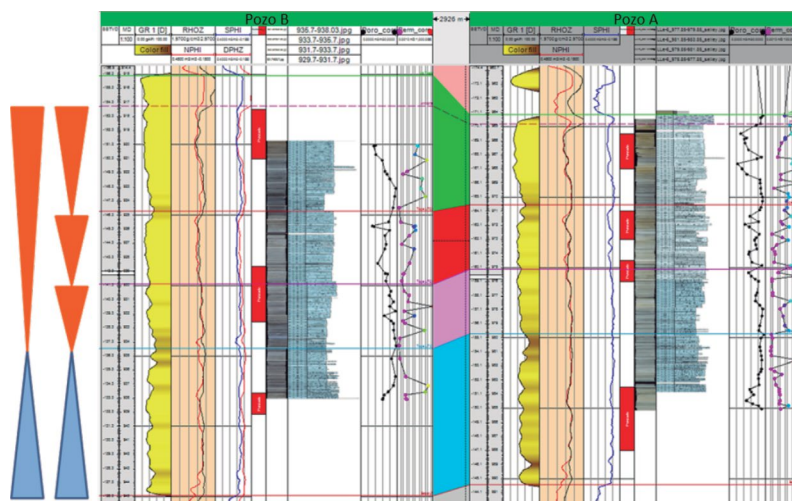


Figura 4. Correlación de facies identificadas en las dos coronas disponibles en el sector central.

El primer ciclo se interpreta como un shoal oolítico cuyo arreglo interno es profundizante. Respecto al ciclo superior, en su conjunto se interpreta como depósitos de rampa/plataforma que indica un ambiente restringido y que culmina con evaporitas.

INTERPRETACIÓN SÍSMICA

El área bajo estudio comprende 145 km² y se encuentra 15 km al este de la estructura Chihuido de la Salina, correspondiente a la expresión más oriental del frente orogénico actual. Posee cobertura de sísmica 3D y sucesivos reprocesos y merges.

En el plano estructural, la columna sedimentaria ha experimentado esfuerzos provenientes desde el oeste, los cuales provocaron reactivación de antiguos fallamientos normales (orientación E-O a NO-SE), al mismo tiempo se produjo un corrimiento en los niveles medios de las evaporitas del Mb. Troncoso Superior (TRS) que ocasionó el desplazamiento y redistribución de la sal. Como resultado se generaron estructuras anticlinales, fallamientos y deformación dúctil sobre el resto de la columna sedimentaria que sobreyace a la evaporita. Esto es notorio cuando se interpretan horizontes pre o post sal (Figura 5). Por debajo de ese nivel, los horizontes muestran una estructura homoclinal con pendiente hacia el SO. En cambio, por encima de la evaporita, aparecen dos estructuras anticlinales denominados Cañadón Amarillo y Cerro Los Nidos. Ambos están separados por un lineamiento E-O, que actuó como falla normal durante la depositación de la columna sedimentaria mesozoica y sufrió una reactivación transcurrente con el levantamiento

andino. El cierre oriental de los anticlinales corresponde a una disminución abrupta y desaparición de la halita del TRS, del cual sólo se preserva el yeso basal hacia el este hasta desaparecer a pocos kilómetros de distancia. En ese sector es donde se encuentra el fallamiento más intenso, asociado con la acumulación vertical de la halita y fallamiento del Mb. La Tosca.

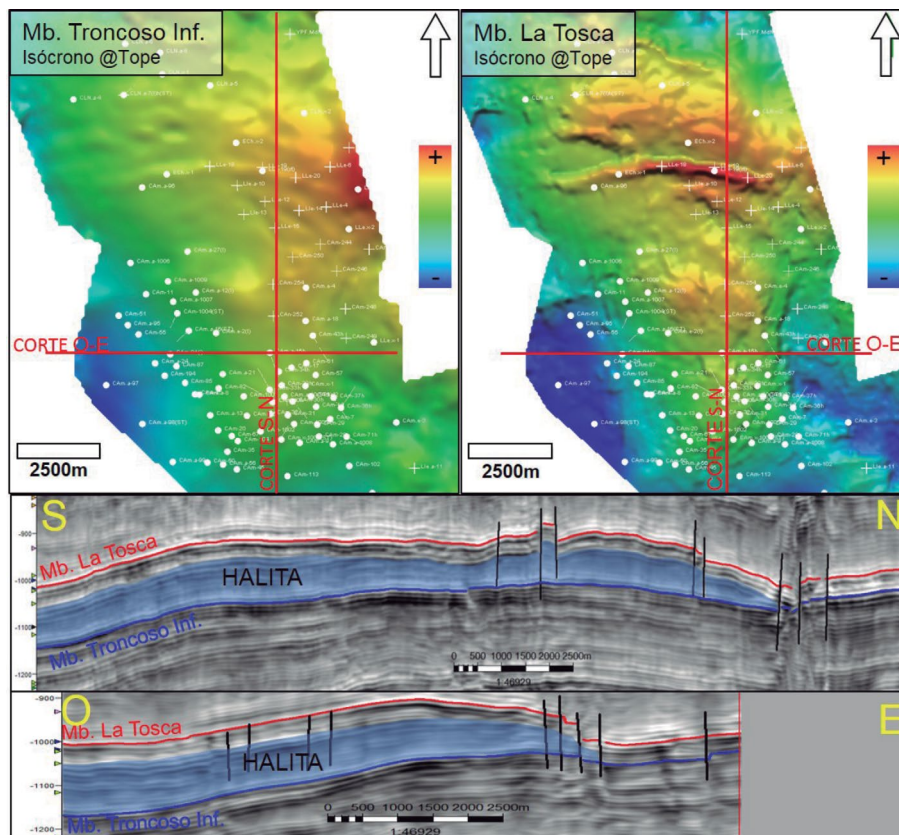


Figura 5. Isócronos al techo de los Mbs. Troncoso Inferior y La Tosca. Cortes sísmicos S-N y O-E a la Fm. Huitrín.

El corte S-N de la figura 5 muestra claramente la estructuración y fallamiento a la que se vio sometida la pila sedimentaria por encima de la sal. Debido a la reología del Mb La Tosca, se produce en ella un sistema de fracturamiento al que se asocia, en parte, la producción de los pozos.

El núcleo del trabajo de interpretación se basó en la detección e identificación de la mayor cantidad de fallamientos. En su mayoría se presentan con un desplazamiento evidente para la resolución sísmica, pero en otros casos se vuelven muy sutiles; interpretándose como flexuras a lo largo del reflector asignado al horizonte de interés. Para una correcta delineación, se procedió al cálculo de atributos “clásicos” volumétricos (varianza, curvaturas, dip) y superficiales (RMS Amplitud, etc.) que fueron claves en el armado del esqueleto estructural.

MODELO PETROFÍSICO

Para desarrollar el modelo petrofísico preliminar, se trabajó con 32 pozos, distribuidos principalmente en el sector NE en el campo. Estos sondeos contaban con un set de registros completos (Triple Combo). Además, se contó con información de dos coronas ubicadas en el área de estudio.

De todos los registros disponibles, se emplearon los perfiles de Gamma Ray como discriminadores de arcillosidad. Para el modelo de arcillosidad, se utilizó el modelo no lineal denominado “Old Rocks”, una variante del desarrollado por Larionov (1969). En cuanto al modelo de porosidad, inicialmente se optó por utilizar un modelo basado en los registros de densidad. Posteriormente, como resultado de haber determinado la presencia algunas fracturas naturales en testigos coronas, y dado que se contaba con registros acústicos, se consideró oportuno aplicar el método desarrollado por Aguilera y Aguilera (2003), para un sistema de doble porosidad de matriz y fracturas conectadas.

En tantocunto al modelo de saturación, se empleó la ecuación de Archie, utilizando un exponente de cementación variable, derivado a partir del método Aguilera. Para definir la resistividad de agua de formación (R_w), se tomaron como referencia salinidades determinadas a partir de muestras de agua de formación. La salinidad promedio es del orden de 130.000 ppm NaCl equivalente.

Para la identificación y asociación de litofacies se utilizaron dos coronas. Adicionalmente, se realizaron mediciones en laboratorio de las propiedades petrofísicas básicas y especiales. Una vez que se identificaron las litofacies en los testigos corona, se realizó la correlación y la calibración con los perfiles eléctricos. Esto permitió generar perfiles sintéticos de litofacies, los cuales se utilizaron como curvas de calibración en el posterior análisis estadístico de agrupaciones de datos de perfiles (Cluster Analysis). Este método utiliza técnicas estadísticas, que permiten disponer de los datos de tal forma que los mismos pueden ser agrupados en clusters, permitiendo la determinación de electrofacies que, a su vez, pueden ser utilizadas para correlacionar facies geológicas.

Este proceso consiste en realizar numerosas iteraciones para determinar el set de registros y la cantidad óptima de agrupaciones. Mediante el diagrama de aleatoriedad de clusters, se identifica el modelo óptimo. El objetivo es asociar estas litofacies a electrofacies a fin de propagar las mismas en los pozos en donde no se cuenta con información de coronas.

A partir de la observación de las litofacies presentes en las coronas y de la predicción de electrofacies asociadas a estas, se infiere un patrón de apilamiento similar. Es decir, en el tope del Mb. La Tosca se observa la presencia de facies carbonáticas que, de acuerdo con la clasificación de Dunham (tomado de Akbar *et al.* 1995) basada en la textura de la roca y el tamaño de grano, corresponden principalmente a depósitos del tipo grainstones (Gr.) que resultan ser predominantemente grano-soportados. En los niveles subyacentes se encuentran depósitos cuya

estructura interna responde a wackestone (W), packstones (P) y mudstones (M), que poseen mayor proporción de lodo con respecto a las partículas carbonáticas, que en este caso son matriz-soportadas. En la base del miembro La Tosca aparecen facies asociadas a grainstones oolíticos, que suelen estar intercalados por depósitos laminares (seams arcillosos?) del tipo M/W.

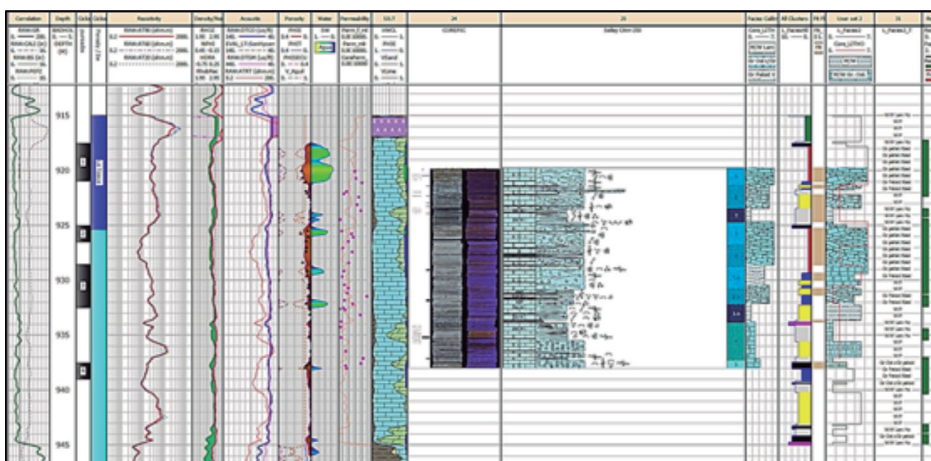


Figura 6. Interpretación petrofísica y de corona.

Otra clasificación que se empleó es la de Espacio Poroso en Carbonatos, creada por Lucia (1995), la cual postula que el espacio poroso controla la permeabilidad y la saturación de agua (SW), y lo relaciona al Rock Fabric Number (RFN), a su vez ligado a la textura depositacional y diagenética. Se pudo determinar que los reservorios productivos son los que en la clasificación de Lucia se denominan Clase 1 (grainstones) y Clase 2 (grain dominated packstones). Ambos cuentan con un espacio poroso intergranular y textura grano-soportada, aunque en estos últimos se observa, además de cemento, la presencia de fango en los espacios porales.

De las litofacies anteriormente descriptas se pudo establecer, aunque no de manera concluyente, que aquellas del tipo grainstones pelletoidales ubicadas hacia el tope, son las que resultaron ser más interesantes desde el punto de vista de productividad de los pozos. Asimismo, se observó que esta productividad no necesariamente está asociada a zonas con mayor participación de fracturas naturales. Por lo tanto, se conjetura que la capacidad de almacenaje en estos reservorios está dada en mayor medida por la porosidad matricial, y en menor medida por las fracturas y/o microfisuras. De todos modos, no se ha podido establecer aún el grado de contribución de estas últimas en la capacidad de flujo. En el gráfico de interrelación de clasificación de clases de roca, según el método Lucia (Figura 7), se observa la comparación de los pozos A (azul) y B (fucsia), en donde el primero resultó tener una mayor productividad. En principio, la diferencia que se observa es que el pozo A posee una menor permeabilidad. Se está a la espera de los resultados de ensayos de laboratorio, con el fin de realizar una caracterización de los radios de gargantas porales, mediante la inyección de mercurio en plugs de coronas. Se estima que estos datos permitirán determinar

si la diferencia de permeabilidad puede ser atribuida a distintas clases de roca y/o a fracturas/microfisuras conectadas. Con estos nuevos datos se prevé poder resolver las presunciones hasta aquí planteadas, y que permitan mejorar la predictibilidad del modelo.

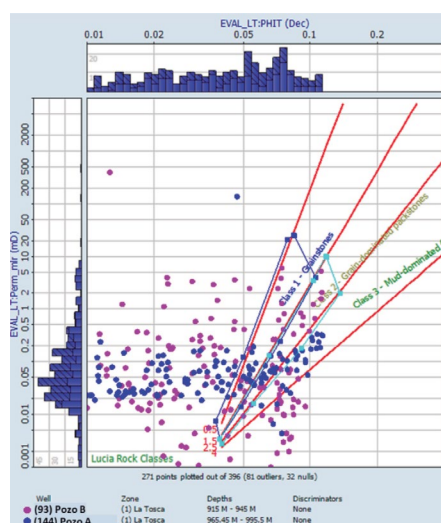


Figura 7.: Gráfico de Clasificación de Rocas según método Lucia.

MODELO DE FRACTURAS NATURALES

Debido a las características del reservorio se decidió avanzar también con un estudio de fracturas naturales ya que el reservorio carbonático no tiene permeabilidad suficiente para producir a menos que exista un factor secundario. Esta interpretación es consistente con los resultados de los sondeos ya perforados debido a que los mejores resultados de productividad están relacionados a las áreas más deformadas tectónicamente. Sin embargo, cabe destacar que no es el único factor que incide en la productividad, en imágenes el pozo muestra la mayor cantidad de planos de fracturas no tiene alta productividad de fluidos. Es por ello que se realizó en conjunto la caracterización de las fracturas y la de las facies sedimentarias. Se estima que estas últimas estarían aportando almacenamiento de hidrocarburo al reservorio.

Se llevó a cabo un primer modelo DFN (Discrete Fracture Network) que se utilizó en las primeras pruebas dinámicas, pero presentó varias inconsistencias. Vale la pena aclarar que esta primera versión contó con menos información para su ajuste (principalmente de resultado de pozos), ya que se elaboró en la primera etapa de implementación del proyecto. Por este motivo se realizó una revisión de la interpretación estructural, teniendo en cuenta, que las geometrías de las celdas cuidando que sean ortogonales para ser utilizadas en un modelo dinámico.

En paralelo, se definió un sector modelo de esta primera versión del DFN en un área donde las celdas tuvieran geometría regular para realizar pruebas de corridas dinámicas y seguir avanzando

con la caracterización del modelo. La información disponible consistía en dos pozos con coronas (Pozo A y Pozo B) y cuatro pozos con registro de imagen (Pozo C, Pozo D, Pozo E y Pozo B). Las coronas se describieron siguiendo la metodología propuesta por el consorcio “FRAC” (UT Austin). Se identificaron distintas unidades en base a su composición litológica y fracturas naturales presentes. Las relevantes desde el punto de vista productivo se muestran en la siguiente figura:



Figura 8. Cuadro resumen de las tres facies identificadas como facies reservorio.

La descripción detallada de las coronas permitió identificar fracturas naturales que fueron catalogadas como: Fracturas Modo I, Fracturas Modo II/III y estilolitas. Sobre esta clasificación, se reconocieron las siguientes particularidades: Los dos juegos de fracturas (Modo I y Modo II/III), suelen presentarse como uno vertical y uno horizontal que en algunos casos dan lugar a una textura en enrejado y que ambos juegos muestran orientaciones e inclinaciones diferentes. Respecto a las estilolitas, se observaron tanto horizontales como verticales. Dentro de las estilolitas verticales se identifican dos sets ortogonales que fueron claves para identificar que al menos hubieron eventos de deformación.

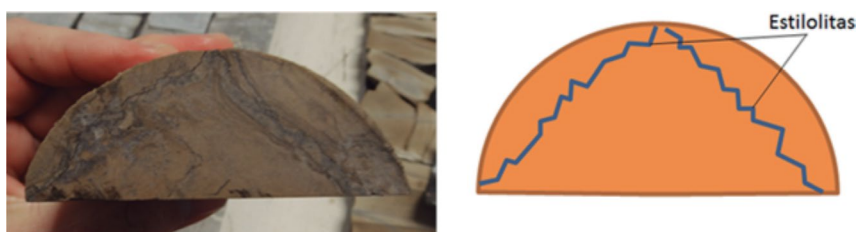


Figura 9. Foto de la corona del Pozo A donde se ven los dos sistemas de estilolitas.

Finalmente, se observó el relleno de las fracturas. Las Fracturas Modo I y Modo II/III presentan cementos calcínicos mientras que las estilolitas están rellenas con material clástico o anhidrita. Se

reconoció un estrecho vínculo entre las estilolitas verticales y la migración de hidrocarburos, puede verse como la impregnación surge desde las mismas al reservorio (Figura 9).

A su vez, con las imágenes de pozo se obtuvieron las orientaciones de los dos eventos de deformación. El conocimiento de la evolución tectónica del área permitió asignar a cada evento una edad y rango de orientación del vector de deformación que serían: Cretácica con una orientación del vector de esfuerzo entre 330-310 grados y el otro de edad Terciaria cuya orientación serían 245-265 grados.

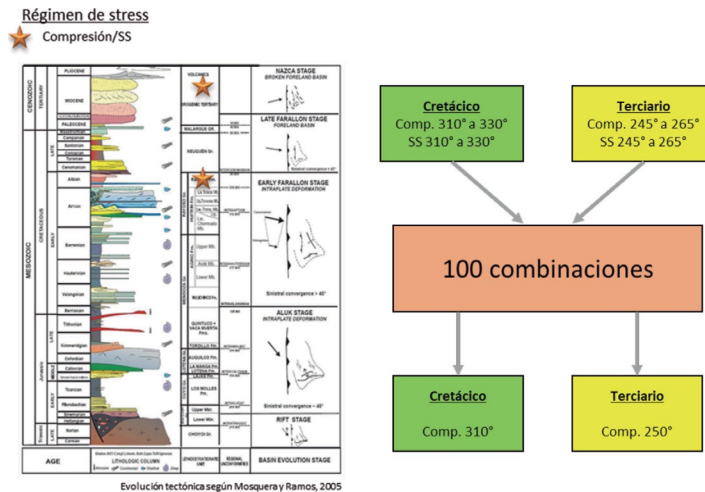


Figura 10. Evolución tectónica de la zona de estudio con los eventos de deformación identificados. Se corrieron 100 combinaciones de escenarios y se eligió la de mejor ajuste con los datos de imágenes de pozo.

En este punto corresponde aclarar que, si bien se cuenta con la información de 4 pozos con imágenes resistivas y acústicas, sólo uno presenta poseer una densidad de fracturas útil para la calibración que corresponde al pozo C, los tres restantes muestran densidades muy bajas. Estos datos pueden observarse en la siguiente figura:

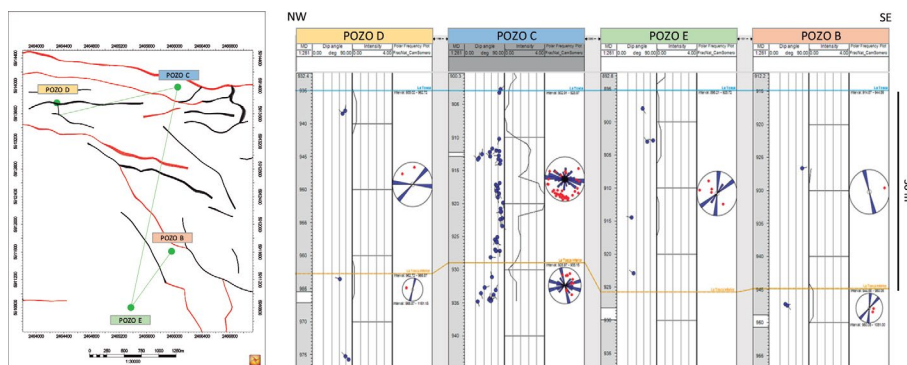


Figura 11. Ubicación de los pozos con imágenes y la interpretación de las mismas.

Por este motivo el ajuste del modelo es bajo y no pudo hacerse la determinación de la intensidad en el modelo actual. De esta limitación en los datos surge la necesidad de obtener mayor cantidad de información a fin de mejorar el ajuste del modelo adquiriendo imágenes y de ser posibles testigos rotados en los pozos de la campaña de perforación 2018.

El objetivo es contar con un modelo DFN robusto que permita modelar la factibilidad de perforar pozos horizontales para continuar con el desarrollo del campo.

CARACTERIZACIÓN DINÁMICA

La caracterización dinámica realizada se basó inicialmente en los datos disponibles de la zona sur del área, la cual se consideró análoga. La información tomada de la zona análoga incluye un estudio PVT que describe como fluido de reservorio a un petróleo saturado, de baja viscosidad (entre 3 y 8 cP) y de GOR medio (entre 35 y 45 m³/m³).

Para comprobar esta analogía se realizó la primera campaña de reparación de pozos (2013) en la zona centro, con resultados variados, pero que comprobó la hipótesis de un reservorio naturalmente fracturado.

Analizando la historia de producción es evidente el impacto del desarrollo de la del desarrollo Fm. Huitrín en la producción total del área (Figura 12). El desarrollo de la zona centro (2014 en adelante) incrementó en un 44% las reservas Probadas Desarrolladas de la Fm. Huitrín, para el área de concesión Cañadón Amarillo (CAm).

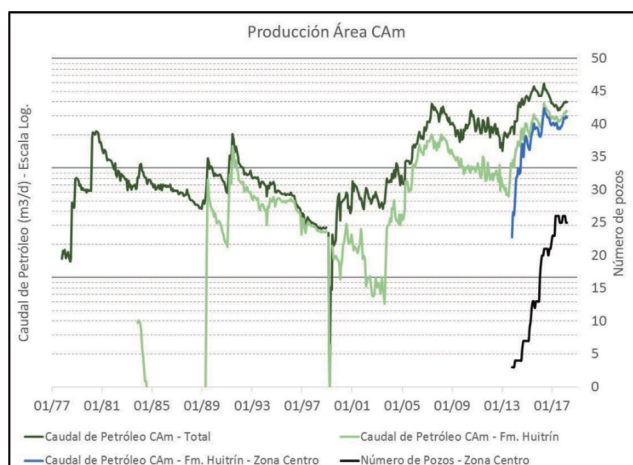


Figura 12. Producción mensual total y de la Fm. Huitrín del área Cañadón Amarillo.

La Figura 13 muestra la dispersión en las EUR (Estimate Ultimate Recovery) obtenidas en los pozos perforados en la zona Centro del área.

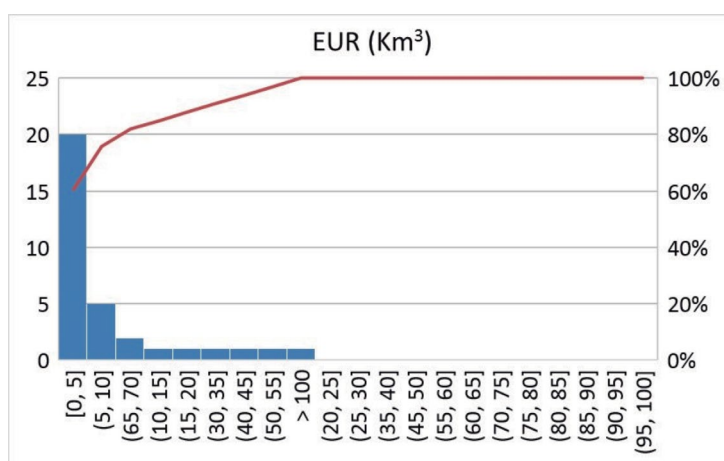


Figura 13. Producción Fm. Huitrín en CAm zona centro.

En función de los resultados obtenidos, y considerando la zona centro análoga a la zona sur, se comenzó la perforación de pozos nuevos asumiendo un comportamiento dinámico similar. Acorde a este comportamiento, se consideró un distanciamiento de 1000m entre pozos, para asegurarnos no drenar el mismo sistema de fracturas naturales con dos pozos, ya que esto podría afectar la economicidad de los mismos. Estudios previos (Kirstetter *et al.* 2010) realizados en el sector sur, habían demostrado que un distanciamiento menor podría producir una rápida depletación en el reservorio debido a la interferencia entre pozos.

Acorde a lo anteriormente expuesto, el plan de desarrollo del sector central se planteó cerca de las zonas de fallas, y en el área de disminución de espesor de la evaporita del Mb. Troncoso Superior, buscando zonas altamente deformadas.

Si bien el comportamiento de producción es consistente con el modelo para un reservorio fracturado, también es evidente que el aporte de la matriz impacta en la productividad de los pozos.

Se realizó un ensayo de build up en el Pozo G del Mb. La Tosca que dio como principal resultado que el comportamiento de reservorio avala el modelo adoptado de un reservorio naturalmente fracturado ya que se debió ajustar el mismo con un modelo de doble porosidad.

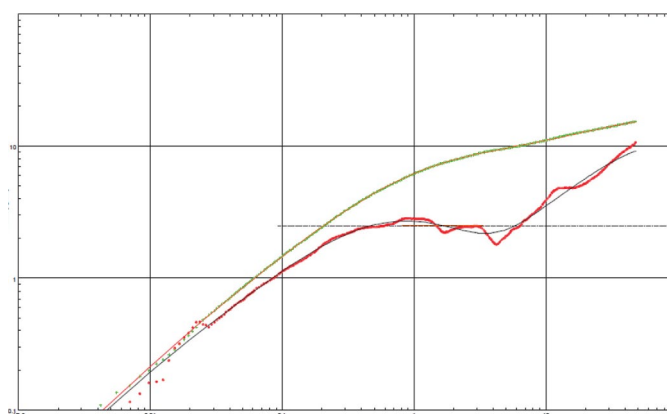


Figura 14. Ajuste del modelo doble porosidad utilizado para el Build Up en el Mb. La Tosca.

A pesar de que el ensayo demuestra el comportamiento de doble porosidad del reservorio (Figura 14), el mismo no fue concluyente a la hora de evaluar los valores de la relación de almacenaje (el valor $\omega = 0,25$ expresa que el 25% del espacio poral corresponde a las fracturas naturales) y el coeficiente de flujo interporoso (el valor $\lambda = 1,74E-5$ indica básicamente la relación entre la permeabilidad de la matriz y la de las fisuras), por lo que no se pudo utilizar este dato para ajustar la interacción matriz-fractura debido al pobre ajuste de la derivada en ese período.

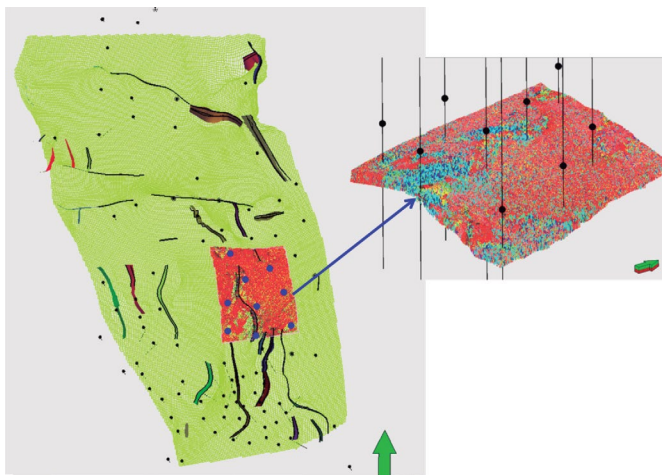


Figura 15. Modelo DFN Sectorial.

Los estudios dinámicos posteriores se centraron en explicar el comportamiento de las campañas previas, y analizar la continuidad del desarrollo mediante sondeos horizontales, y/o disminuir el distanciamiento inicial mediante una campaña de perforación infill.

Como se explicó previamente, si bien se decidió revisar el modelo DFN, al mismo tiempo se resolvió avanzar en el estudio, generando un sector model de este DFN, a fin de obtener un modelo dinámico. El sector seleccionado para el modelado debía contar con datos históricos de producción que permitieran ajustar el comportamiento de un pequeño número de pozos, pero que a su vez, representara la dispersión de las producciones acumuladas. Además, debía ser una zona donde las celdas de la grilla no presentaran geometrías complejas que dificultasen el cálculo numérico (Figura 15).

Es fundamental aclarar que este sector model sólo se utilizó para realizar un ajuste del comportamiento de los pozos. Por ende, no se realizó un ajuste pozo a pozo, sino un cálculo probabilístico, donde se buscó estudiar el impacto de las distintas variables en las acumuladas de los pozos y del área modelada.

Para ajustar la productividad de los pozos fue necesario modelar las fracturas inducidas durante la terminación de pozo, mediante fracturas ácidas. Este ejercicio mostró que es necesario seguir trabajando en la caracterización del reservorio, a fin de conseguir un modelo de facies, saturación

de agua y permeabilidad de la matriz, más ajustado.

La saturación de agua se consideró constante para este modelo conceptual tanto en la matriz como en las fracturas, mientras que la permeabilidad de la matriz se calculó a través de una ley k -phi que no es representativa de la heterogeneidad de esta variable. Este estudio también indica que se considera, que la permeabilidad de la matriz podría tener un aporte considerable en la productividad.

Se realizó un análisis de sensibilidad a las principales variables de cálculo: Media de las fracturas naturales (ApMean), Desvío Standard de las fracturas naturales (ApSD), permeabilidad de matriz (k), Net-to-Gross (NTG), largo de fractura (FL), permeabilidad de fractura (Fk) y ancho de fractura (Fw). El mismo se realizó mediante 35 simulaciones, sensibilizando una variable a la vez.

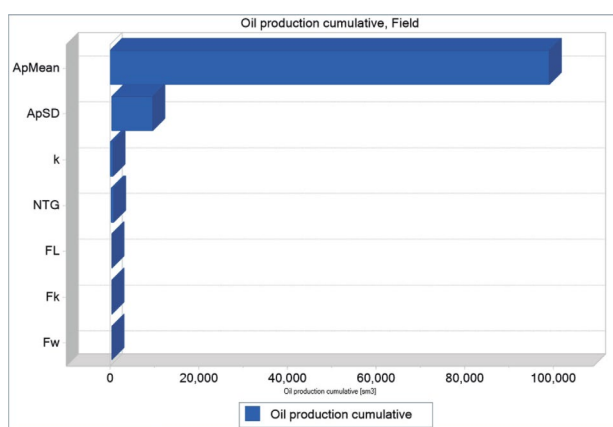


Figura 16. Sensibilidad a las principales variables en el cálculo de la producción de petróleo acumulada.

En la figura 16 se observa que las variables con mayor impacto en la producción acumulada, calculada con el modelo dinámico, son la media y el desvío standard de la apertura de las fracturas modeladas en el DFN utilizado. Esto está relacionado con la incertidumbre que presentan estas variables, las cuales fueron modeladas mediante un rango que varía en dos órdenes de magnitud. Las mismas no tienen parámetros de control, por lo cual estas se usarán como variable de ajuste de producción en los próximos modelos.

El análisis probabilístico fue realizado mediante 157 simulaciones con combinaciones aleatorias de las variables dentro de los rangos definidos por la incertidumbre que presenta cada una de las mismas. Este estudio permitió concluir en la necesidad de mejorar el modelo de DFN, la descripción de las facies y el modelo de permeabilidad de la matriz, ya que el valor P99 obtenido para la acumulada de petróleo está por debajo del valor real del sector modelado.

A partir de las mejoras propuestas se espera poder avanzar en la confección de escenarios que contemplen la perforación de pozos horizontales, perforación infills e incluso la evaluación de potenciales métodos EOR para el área desarrollada, así como obtener un modelo de reservorio que se pueda utilizar como análogo para las áreas de avanzada.

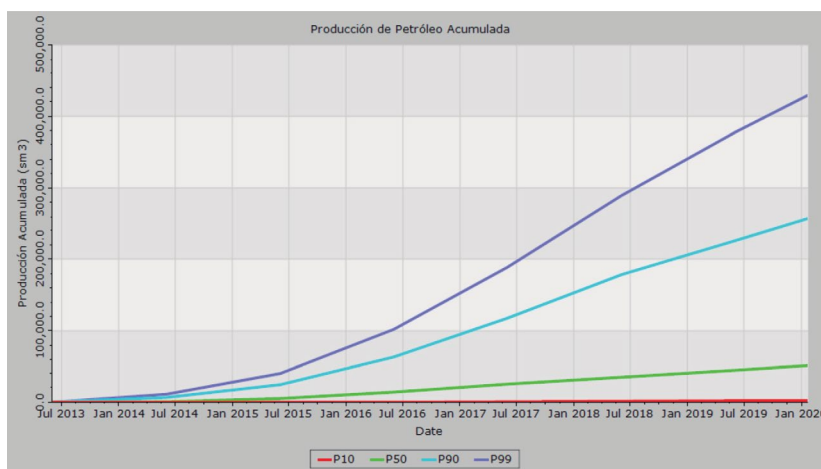


Figura 17. Cálculo probabilístico de producción acumulada del sector model.

CONCLUSIONES

El desarrollo de los reservorios del Mb. La Tosca en Cañadón Amarillo han pasado por diferentes etapas, en las que el grado de madurez del proyecto fue evolucionando conforme se adquirían y analizaban nuevos datos estáticos y dinámicos. Las principales conclusiones y lecciones aprendidas que se desprenden del trabajo son las siguientes:

- En la etapa inicial del proyecto, las reparaciones realizadas mostraron un comportamiento asimilable a un reservorio fracturado, avalando en un primer momento el análogo utilizado. En el plan de desarrollo confeccionado en esta primera etapa se definió un distanciamiento entre pozos acorde a un reservorio naturalmente fracturado.
- La historia de producción de las campañas de perforación y reparación de pozos evidenció que las fracturas por sí mismas no podían explicar el mecanismo de producción del reservorio, mostrando comportamientos disímiles en diferentes sectores del yacimiento.
- Se realizó una reinterpretación del cubo sísmico disponible, ajustando la definición de fallas y la zona de disminución de espesor del Mb. Troncoso Superior.
- Se ajustó el modelo de facies del Mb. La Tosca en el sector central del yacimiento para comprender mejor la participación de la matriz en la productividad del reservorio y para completar los trabajos previos realizados en el norte y sur del área Cañadón Amarillo.
- Se decidió confeccionar un DFN en el sector central para evaluar la factibilidad de continuar el desarrollo del campo mediante pozos horizontales. El DFN obtenido no logró el ajuste esperado por contar con escasos pozos de control. En futuras campañas se buscará obtener nuevos registros de imagen de pozo que ayuden a la calibración del modelo.
- Se analizaron en detalle los testigos corona disponibles en el sector central, identificándose

dos juegos de estilolitas verticales que habrían jugado un rol importante en la carga de los niveles reservorio del Mb. La Tosca.

- Se realizó un modelo dinámico sectorial para evaluar los parámetros utilizados mediante sensibilidades a las variables más importantes. Esta simulación mostró que la apertura de las fracturas es el factor con mayor impacto en el cálculo de producción acumulada de petróleo debido a su alta incertidumbre.
- En base al conocimiento actual del reservorio se decidió profundizar la interpretación de facies y la caracterización de sus propiedades, mejorar el modelo DFN y solicitar un plan de toma de datos dinámicos para contar con un modelo sectorial más robusto a la hora de evaluar los escenarios de desarrollo futuros.

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos especialmente al Sr. Dante Crosta por su colaboración, correcciones y constante apoyo. Así como a los Sres. Vicente Berríos y Sergio Cesano por su contribución.

Finalmente, agradecemos a YPF S.A. por permitirnos la publicación del presente trabajo.

REFERENCIAS CITADAS

- Aguilera, M.S., y Aguilera, R. 2003. Improved models for petrophysical analysis of dual porosity reservoirs: *Petrophysics*, v.44, no.1: 21-35.
- Akbar, M., Petricolaq, M., Watfa, M., Badri, M., Boyd, A., Charara, M., Cassell, B., Roy, N., Delhomme, J.P., Graze, M., Kenyon, B., Rostenburg, J. 1995. Classic Interpretation Problems: Evaluating Carbonates. *Oilfield Review* 7: 38-57
- Brisson I. y R. Veiga, 1999: Gira de campo, Cuenca Neuquina. YPF, Informe inédito.
- Kirstetter, O., Lazzari, V., Massaferrero, J.L., Moretini, E., Rodríguez Blanco, L., Sagasti, G., Silvestro, J.L., Suarez, M., Thompson, A. & Gianpaoli, P. 2010. Caracterización y Modelado del Mb. La Tosca en los yacimientos Pata Mora, El Pichanal y Borde Sur del Payún, Cuenca Neuquina, Argentina. Informe interno YPF S.A.
- Legarreta, L., Gulisano, C. & Uliana, M.A. 1993. Las secuencias sedimentarias Jurásico-Cretácicas. 12º Congreso Geológico Argentino y 2º Congreso de Exploración de Hidrocarburos (Mendoza 1993). En: Ramos V.A. (Ed.): Relatorio Geología y Recursos Naturales de Mendoza, Relatorio, I (9): 87-114.
- Legarreta L. & Gulisano, C. 1989. Análisis estratigráfico secuencial de la Cuenca Neuquina (Triásico superior-Terciario inferior), Argentina. En: Chebli, G.A. & Spalletti, L.A. (Eds.): Cuencas Sedimentarias Argentinas. Serie Correlación Geológica 6: 221-243. San Miguel de Tucumán.
- Legarreta, L. & Uliana, M.A. 1991. Jurassic-Cretaceous marine oscillations and geometry of back-arc basin fill, central Argentine Andes. En: MacDonald, D.I. (Ed.) Sedimentation, Tectonics and Eu-

stacy: Sea level changes at active plate margins. Lucia, F.J. 1995. Rock-fabric/petrophysical classification of carbonate pore space for reservoir characterization: AAPG Bulletin, v. 79 (9): 1275-1300.

International Association of Sedimentologists.
Special publication 12: 429-450, Oxford.